

ISSN 2218-6867

“Neftqazemitedqiqatlayihə” İnstitutu · “OilGasScientificResearchProject” Institute · НИПИ “Нефтераз”

**ELMI ƏSƏRLƏR
PROCEEDINGS
НАУЧНЫЕ ТРУДЫ**



01.2010

01.2010

НАУЧНЫЕ ТРУДЫ

PROCEEDINGS

ELMI ƏSƏRLƏR





Xalq həmişə öz ziyalıları,

öz mədəniyyəti,

öz elmi ilə tanınır.

HEYDƏR ƏLİYEV

REDAKSIYA HEYƏTİ

F.S.İSMAYILOV (Baş redaktor)

V.C.ABDULLAYEV

L.F.ASLANOV

R.A.DAŞDİYEV

F.Q.HƏSƏNOV

R.Ə.KƏRİMOV (Buraxılışa məsul şəxs)

A.S.QULİYEV

M.M.QULİYEV

Ü.Ş.MEHDİYEV

Ə.M.SALMANOV

Q.Ə.SƏFƏROV

B.Ə.SÜLEYMANOV

E.M.SÜLEYMANOV

O.Ə.ZEYNALOVA (Məsul katib)

Elmi əsərlər Azərbaycan Respublikasının Prezidenti yanında Ali Attestasiya Komissiyasının rəyasət heyətinin 09.07.2004-cü il tarixli (protokol № 13-R) qərarı ilə dissertasiyaların əsas nəticələrinin dərc edilməsi tövsiyə edilən elmi nəşrlərin siyahısına daxil edilmişdir

Ünvan: Bakı, AZ1012,
H.Zərdabi küç., 88a

Jurnal Petroleum Abstracts
xülasələndirmə sistemində
daxil edilmişdir

Tel.: (+994 12) 431 58 85
Faks: (+994 12) 431 87 08
E-mail: office.ogpi@socar.az
Website: www.socar.az/ogpi

“Neftqazəlmətdəqiqatlayihə”
İnstitutunun rəsmi nəşri
İldə 4 buraxılış çap edilir
Tirajı: 300 nüsxə

M Ü N D Ə R İ C A T

Baş redaktordan.....5

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ GEOLOGİYASI, GEOFİZİKASI
VƏ GEOLOJİ-KƏŞFİYYAT İŞLƏRİ

Cənubi Xəzərin Azərbaycan sektorunda neftqaz yataqlarının mənimsənilməsi mərhələləri N.Ə.Əkbərov.....6

Cənub-Qərbi Abşerondakı sahələrdə Oligosen-Miosen çöküntülərində aparılmış qazıma və mənimsəmə işlərinin nəticələrinin təhlili R.İ.Rüstəmov, Ş.X. Axundov.....10

Müxtəlif təbii rejimli yataqların neftvermə modelləri üçün amillər məkanının strukturu. B.Ə. Bağirov, Ə.M. Salmanov, A.M. Hacıyev.....14

QUYULARIN QAZILMASI

Quyuların bərkidilməsi problemləri.E.M.Süleymanov, N.S.Həmidov.....20

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ İSTİSMARI

Abşeronun uzun müddət işlənmədə olan çoxlaylı neft yataqlarının potensial imkanlarının aşkar edilməsi və səmərəli mənimsənilməsi yolları E.N.Ramazanzadə.....24

Perspektiv qazkondensat strukturlarının hidrodinamik modelinin qurulması və işlənmə göstəricilərinin proqnozlaşdırılmasına dair V.C.Abdullayev, M.Ə.Hüseynov, K.M.Nəbiyev, N.N.Həmidov.....29

Təsədüfi-qeyri bircins məsaməliliyə və keçiriciliyə malik mühitlə qarışmayan və sıxılmayan mayələrin qeyri-stasionar axını zamanı doymasının paylanması O.A. Dışın.....34

Əzilmiş istismar borularının diametrinin rolikli düzəldicilərlə bərpaı zamanı yaranan dinamik kontakt reaksiya.E.M. Abbasov41

DƏNİZ NEFTQAZMƏDƏN QURĞULARI

Hasilat və suvurucu quyularda NKB –lərin yüksək gərginliyə malik sabit maqnit sahəsi ilə korroziyadan mühafizəsi. F.Q.Həsənov, V.Ə.Salmanlı, Y.N.Tarasov, A.V.Zinin, A.Q.Əliyev, G.B.İbrahimova.....45

Dəniz sualtı boru kəmərlərinin korroziyadan mühafizə sxeminin seçilməsinin əsaslandırılması və əsas parametrlərin hesablanma qaydaları M. M. Quliyev, V. A. Salmanlı49

ƏTRAF MÜHİTİN MÜHAFİZƏSİ

Adsorbsiya nanotəbəqələrinin köməyi ilə çənlərdən neft və neft məhsulları itkilərinin azaldılması.A.R.Daşdiyev55

Balaxanı yatağının nümunəsində Abşeron yarımadasındakı köhn yataqlarda yerləşən mədənlərdə ətraf mühitin çirklənməsi məsələləri. N.Z.Qasımov, R.Ə.Yusifov, O.Ə.Zeynalova, Ə.N.Əhədova.....59

Yanacaq –Enerji-Kompleksində layihələrin işlənməsi və reallaşması zamanı ətraf mühitin mühafizəsinin başlıca istiqamətləri. A.G.Hüseynov62

NEFT VƏ QAZ SƏNAYESİNİN İQTİSADİYYATI

Neft kəmərinde qeyri-mobil neft qalıqlarının hesablanması üçün metodiki tövsiyələr. Ə.Ş. Qaralov, B.A. Press, İ.Y.Silvestrova, R.S.Məmmədova.....66

СОДЕРЖАНИЕ

От главного редактора.....5

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные этапы освоения нефтегазовых месторождений Азербайджанского сектора Южного Каспия. **Н.А.Акперов**6Анализ результатов бурения и освоения скважин на площадях Юго-Западного Абшерона в олигоцен-миоценовых отложениях. **Р.И.Рустамов, Ш.Х.Ахундов**.....10Структура признакового пространства моделей нефтеотдачи различных природных режимов. **Б.А. Багиров, А.М.Салманов, А.М. Гаджиев**.....14

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Проблемы крепления скважин. **Э.М.Сулейманов, Н.С.Гамидов**.....20

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Выявление потенциальных ресурсов и эффективное освоение многопластовых нефтяных месторождений Абшерона, находящихся в поздней стадии разработки. **Э.Н.Рамазанзаде**.....24О создании гидродинамической модели и прогнозировании показателей разработки перспективной газоконденсатной структуры. **В.Д.Абдуллаев, М.А.Гусейнов, К.М.Набиев, Н.Н.Гамидов**.....29Распределение насыщенностей несжимаемых несмешивающихся жидкостей при нестационарном течении в среде со случайно-неоднородной пористостью и проницаемостью. **О. А. Дышин**34Динамическая контактная реакция при восстановлении диаметра замятых обсадных труб роликовыми оправками. **Э.М.Аббасов**.....41

МОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Защита от коррозии НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах магнитным полем повышенной напряженности. **Ф.К.Гасанов, В.А.Салманлы, Е.Н.Тарасов, А.В.Зинин, А.Г.Алиев, Г.Б.Ибрагимова**.....45Обоснования выбора защитной схемы морских подводных трубопроводов от коррозии и порядок расчета основных параметров. **М.М. Гулиев, В.А. Салманлы**.....49

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Снижение испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров с помощью адсорбционных нанослоев. **А.Р. Дашдиев** 55Вопросы загрязнения окружающей среды на нефтяных промыслах старых месторождений Абшеронского полуострова на примере месторождения Балаханы. **Н.З.Гасымов, Р.А.Юсифов, О.А.Зейналова, А.Н.Ахадова** ...59Основные направления окружающей среды при разработке и реализации проектов в топливно-энергетическом комплексе. **А.Г.Гусейнов**62

ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Методические рекомендации для расчета немобильных остатков нефти в нефтепроводе. **А.Ш. Гаралов, Б.А. Пресс, И.Ю. Сильвестрова, Р.С. Мамедова**.....66

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Ф.С.ИСМАИЛОВ (главный редактор)**В.Д.АБДУЛЛАЕВ****Л.Ф.АСЛАНОВ****Ф.Г.ГАСАНОВ****А.С.ГУЛИЕВ****М.М.ГУЛИЕВ****Р.А.ДАШДИЕВ****О.А.ЗЕЙНАЛОВА** (ответственный секретарь)**Р.А.КЕРИМОВ** (ответственный за выпуск)**У.Ш.МЕХТИЕВ****А.М. САЛМАНОВ****Г.А.САФАРОВ****Б.А.СУЛЕЙМАНОВ****Э.М.СУЛЕЙМАНОВ**

Решением президиума Высшей
Аттестационной Комиссии
при Президенте
Азербайджанской Республики
от 09.07.2004 года
(протокол № 13-Р) "Научные
труды" включены в перечень
рекомендованных научных
изданий для публикации основ-
ных результатов диссертаций

Адрес: Баку, AZ1012,
ул.Г.Зардаби 88а

Журнал включен в систему
реферирования Petrroleum Abstracts

Тел.: (+994 12) 431 58 85

Факс: (+994 12) 431 87 08

E-почта: office.ogpi@socar.az

Веб-сайт: www.socar.az/ogpi

Официальное издание
НИПИ "Нефтегаз"

Периодичность издания:

4 выпуска в год

Тираж: 300 экз.

EDITORIAL BOARD

F.S.ISMAILOV (*editor-in-chief*)

V.J.ABDULLAYEV

L.F.ASLANOV

R.A.DASHDIYEV

F.G.HASANOV

R.A.KERIMOV (*responsible for printing*)

A.S.GULIYEV

M.M.GULIYEV

U.Sh.MEHDIYEV

B.A.SULEIMANOV

A.M.SALMANOV

E.M.SULEYMANOV

G.A.SAFAROV

O.A.ZEYNALOVA (*responsible secretary*)

“Proceedings” had been included in the list of recommended scientific journals for publication of PhD&DS thesis’s main conclusions, by the order of the Supreme Attestation Commission attached to the President of the Azerbaijan Republic dated 09.07.2004 (minutes №13-R)

Address: Baku, AZ1012,
Zardabi st.88a

Journal abstracted in
Petroleum Abstracts database

Tel: (+994 12) 431 58 85
Fax: (+994 12) 431 87 08
E-mail: office.ogpi@socar.az
Website: www.socar.az/ogpi

An Official Publication of
“OilGasScientificResearch
Project” Institute
Frequency: 4 issues per year

CONTENTS

OIL AND GAS FIELDS EXPLORATION, GEOLOGY AND GEOPHYSICS

Oil and gas fields’ completion stages in Azerbaijan sector of South Caspian.
N.A.Akbarov..... 6

The analysis of results of drilling and development of wells on the areas of southwest Absheron in Oligocene – Miocene sediments.R.L.Rustamov, Sh.H. Akhundov.....10

The feature space structure of the oil recovery models for different drive reservoirs regime.B.A.Bagirov, A.M. Salmanov , A.M. Hajiyev.....14

WELL DRILLING

Problems of fastening of chinks.E.M.Suleymanov, N.S.Qamidov20

RESERVOIR AND PETROLEUM ENGINEERING

Revealing of potential resources and efficient development of Absheron polybedal fields, being at the late stage operation.E.N.Ramazanzade.....24

About the construction of hydrodynamic model and forecasting of reservoir performance of perspective gas-condensate structureV.C.Abdullayev, M.A.Huseynov, K.M.Nabiyev, N.N.Hamidov.....29

Distribution of noncompressible and nonwetttable liquids at nonstationary flow in medium with randomly – heterogenic porosity and permeability O.A. Dyshin.....34

Dynamic contact reaction when collapsed casing diameter build-up by rollers.E.M. Abbasov.....41

OFFSHORE OIL AND GAS STRUCTURES

Corrosion protection of tubing with high stress constant magnetic in production and water injection wells .F.Q.Hasanov,V.A.Salmanli, E.V.Tarasov, A.V.Zinin, A.Q.Aliev, Q.B.Ibragimova45

Substantiations of a choice of the scheme of protection of sea underwater pipelines from corrosion and a procedure of payments of key parametres. M.M.Quliyev, V.A.Salmanli49

ENVIRONMENTAL PROTECTION AND SAFETY TECHNIQUES

Decrease of storage tanks oil and oil products evaporation by means of adsorption nanolayers.A.R. Dashdiyev55

Environmental pollution problem in the fields located in Absheron peninsula old fields on Balakhany field example.N.Z.Kasumov, R.A.Usifov, O.A.Zeynalova, A.N.Akhadova59

Main directions for Projects and Environmental protection in Fuel and Energy sector A.G.Huseynov62

ECONOMY OF OIL AND GAS INDUSTRY

Methodological recommendations for immobile oil residues calculations in oil pipe A.Sh. Garalov, B.A. Press, I.Y. Silvestrova, R.S.Mamedova66

BAŞ REDAKTORDAN

Hörmətli oxucu!



2003-cü ildən nəşr olunan “Elmi Əsərlər” jurnalı yenilənmiş şəkildə Sizin ixtiyarınıza verilir. ARDNŞ-nin iki iri elmi mərkəzləri olan “Neftqaz-layihə” və “Elmi Tədqiqatlar” İnstitutlarının birləşməsi və yeni “Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutunun yaranması, belə bir qərarın verilməsi üçün əsas olmuşdur.

Təqdim olunan jurnalda təkcə İnstitutumuzun alimləri tərəfindən yerinə yetirilən elmi-tədqiqat işləri deyil, həmçinin Azərbaycan Respublikasının və xarici ölkələrin digər elmi-tədqiqat müəssisə və ali məktəblərin mütəxəssislərinin elmi əsərləri nəşr ediləcəkdir.

Jurnala neft sənayesinin inkişafında müasir tendensiyalar barədə icmal xarakterli məqalələrin və materialların daxil edilməsi planlaşdırılır. Biz oxucu auditoriyasını müntəzəm olaraq neft-qaz sənayesinin inkişafının elmi və texnoloji aspektləri barədə peşəkarların fikri ilə tanış edəcəyik.

Jurnalın əsas məqsədi – Respublikanın neftçi-alimlərinin digər ölkələrdəki həmkarları ilə əməkdaşlığının genişləndirilməsi üçün vahid informasiya məkanının yaradılmasından ibarətdir.

Məqalələr azərbaycan, rus və ingilis dillərində dərc edilir. Jurnal Azərbaycan Respublikası Prezidenti yanında Ali Attestasiya Komissiyasının qərarına əsasən dissertasiyaların əsas nəticələrinin dərc edilməsi üçün tövsiyə edilən nəşrlərin siyahısına daxil edilmişdir.

Bütün əlaqəli tərəfləri əməkdaşlığa dəvət edirik.

ОТ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Уважаемый читатель!

Вашему вниманию предлагается обновлённое издание журнала «Научные труды», который издаётся с 2003 года. Решение придать журналу «новое лицо» было продиктовано объединением двух крупных научных учреждений ГНКАР - институтов «Нефтегазпроект» и «Научных исследований» и созданием на их базе нового НИПИ «Нефтегаз».

В предлагаемом издании будут публиковаться научно-исследовательские труды, выполненные не только учёными нашего института, но и специалистами других научно - исследовательских учреждений и высших учебных заведений Азербайджанской Республики, зарубежных стран.

В журнал планируется включать обзорные статьи и материалы о современных тенденциях развития нефтяной промышленности. Издание регулярно будет знакомить читательскую аудиторию с мнениями профессионалов по научным и технологическим аспектам развития нефтегазовой отрасли.

Важной задачей издания является создание единого информационного пространства для расширения сотрудничества ученых-нефтяников республики с коллегами из других стран.

Статьи публикуются на трёх языках: азербайджанском, русском и английском. Решением Высшей Аттестационной Комиссией при Президенте Азербайджанской Республики журнал «Научные труды» входит в список научных изданий, рекомендованных для публикации основных результатов диссертационных работ.

Приглашаем к сотрудничеству всех заинтересованных лиц.

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ GEOLOGİYASI, GEOFİZİKASI VƏ GEOLOJİ-KƏŞFİYYAT İŞLƏRİ

УДК 533.9.32.551.24

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО СЕКТОРА ЮЖНОГО КАСПИЯ

Н.А.Акперов

Известно, что в развитии нефтегазодобычи в республике во второй половине XX столетия основная роль принадлежала морским нефтегазовым месторождениям, расположенным на Азербайджанском шельфе Южно-Каспийской впадины. За указанный период на Азербайджанском шельфе открыто 27 и введено в промышленную разработку 17 нефтегазовых месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти с конденсатом около 650 млн.тонн и газа 550 млрд.м³. Добыто из этих месторождений (на 01.01.2009г.) 506,1 млн.тонн нефти с конденсатом и 364,0 млрд.м³ газа (попутного и свободного).

Открытие и освоение этих месторождений в то время требовало разработки и осуществления ряда проблемных вопросов в различных областях науки и техники, связанных с проектированием и строительством специальных гидротехнических сооружений, гидрометеорологией, инженерной геологией, коррозией металлов, бурением нефтяных и газовых скважин, рациональной системой обустройства промыслов, подготовкой и транспортировкой добываемой продукции, разработкой и осуществлением интенсивных систем разработки месторождений, обеспечивающих за короткие сроки высокие показатели разработки при минимальных затратах сил и средств.

Разрешение вышеуказанных и других проблемных вопросов требовало, в свою очередь, проведения широкомасштабных научно-исследовательских, конструкторских и экспериментальных работ главным образом соответствующими высококвалифицированными кадрами

различного профиля, а также создания научно-исследовательского и проектного учреждения, которое смогло бы мобилизовать и организовать решение стоящих перед отраслью вопросов. В связи с вышеуказанным был организован в 1949 г. научно-исследовательский проектный институт "Гипроморнефть".

Анализ истории развития морской нефтегазодобычи показывает, что она в своем развитии прошла в основном три этапа, характеризующихся географическим расположением месторождений на прибрежной полосе или на отдаленной части моря; глубинами залегания продуктивных пластов; геолого-физическими свойствами продуктивных коллекторов и насыщающих их флюидов; энергетическими особенностями залежей и методами их освоения.

Первый этап охватывает 1947-1960 гг. и является периодом освоения месторождений, расположенных на прибрежной полосе шельфа и в мелководных зонах моря (до глубины 20 м).

Однако, следует отметить, что до этого времени были отдельные попытки бурения скважин на морских прибрежных участках моря (Биби-Эйбат, о. Пираллахи).

Эти месторождения характеризовались многопластовостью, достигающей количеством продуктивных горизонтов в разрезе до 20-25, неглубоким залеганием залежей (до 2000 м), хорошими коллекторскими свойствами пород и насыщающих их флюидов, активным проявлением водонапорных режимов (пористостью 22-26%, проницаемостью 0,3-1,5 мкм², вязкостью пластовых нефтей 1,5-2,5 санти пуаз) и т.д.

Это месторождения: Гюргяны-дениз, Нефт Дашлары, Дарвин банкасы, о.Жилой, Палчыг-Тепеси, которые являлись, в основном, чисто нефтяными, а разработка их осуществлялась, как правило, при помощи гидротехнического сооружения эстакадного типа со специальными приэстакадными площадками для размещения групповых скважин и нефтепромыслового оборудования.

Горно-геологические особенности месторождений с одной стороны, и ограниченные сроки службы гидротехнических сооружений (проектировались на 25 лет службы с учетом периодической их защиты от коррозии) - с другой, поставили перед проектировщиками и разработчиками института трудную задачу: проектирование таких систем разработки морских многопластовых месторождений, которые за установленные сроки службы гидротехнических сооружений при минимальных затратах сил и средств, должно было обеспечить максимальную их отдачу. Для решения этих задач специалистам научно-исследовательского и проектного института "Гипроморнефть" пришлось рассмотреть и проанализировать многочисленные варианты организации разработки, соответствующие вышеуказанным условиям:

- разработка типа гидротехнических сооружений, обеспечивающих бурение скважин, а также нефтепромыслового оборудования для сбора и транспортировки добытой продукции;

- минимизация количества базисных объектов разработки на основании объемов запасов, литолого-петрофизических,

энергетических особенностей продуктивных горизонтов и физических свойств насыщающих их флюидов;

- применение использующихся систем разбуривания залежей - от крыльев структуры к ее своду - в соответствии с направлением эстакадного строительства, а также рациональное использование энергии законтурной водоносной зоны при вытеснении жидкости в пластах;

- применение с самого начала разработки месторождений различных методов искусственного воздействия на залежи с учетом их структурных, литологических и энергетических особенностей, путем применения законтурной, приконтурной, очаговой, избирательной систем закачки очищенной и обработанной специальными реагентами морской воды;

- применение при разработке залежей группового наклонно направленного бурения добывающих скважин, количество которых на площадках доходило иногда до 32 единиц;

- применение групповых блочных методов при обустройстве промыслов, которые значительно ускорили бы строительство и сократили затраты на освоение месторождений;

- постоянное регулирование и совершенствование системы воздействия на разрабатываемые залежи путем переноса линии нагнетания воды, повышения давления на фронте нагнетания; укрупнение и разукрупнение объектов эксплуатации и т.д.;

- бурение резервных скважин с целью повышения охвата залежей дренированием, вовлечение в разработку отдельных целиков нефти и т.д.

Благодаря внедрению при проектировании и разработке месторождений вышеуказанных комплексных научно обоснованных, геолого-технических мероприятий были достигнуты высокие технико-экономические показатели, а именно: высокие коэффициенты нефтеотдачи по большинству залежей. В качестве примера можно привести

достигнутые коэффициенты нефтеизвлечения по месторождениям Нефт Дашлары, Гум-дениз, б.Дарвина, Гюргяны-дениз. Так, по горизонтам ПК, КаС (II тектонический блок), ПК, НКП, VII горизонт (IV тектонический блок), ПК, НКП, СП, X гор. (V тектонический блок) месторождения Нефт Дашлары были достигнуты текущие коэффициенты нефтеотдачи, изменяющиеся в пределах 0,5-0,65, а в целом по месторождению - 0,5. Более 60% нефти, добытой на этом месторождении, было получено дешевым фонтанным способом, а около 40% - за счет искусственного воздействия на разрабатываемые залежи.

Второй этап освоения месторождений, соответствующий 1961-1980 гг., характеризуется открытием и вводом в разработку, в основном, нефтегазоконденсатных месторождений, расположенных в большой отдаленности от берега: Гум-дениз, Бахар, б.Южная, Бакинский архипелаг Сангачалы – дениз – Дуванны – дениз - Хара-Зира адасы, Хара-Зира, Аляты-дениз. Эти месторождения характеризовались большой глубиной залежей (3000-6000м), менее благоприятными емкостно-фильтрационными свойствами пород коллекторов, пористостью 17-20%, проницаемостью 0,08-0,3мкм², разнохарактерным насыщением разреза (чередование нефтяных и газоконденсатных скоплений или же наличием газовых шапок и т.д.), менее активной законтурной водоносной зоной, имеющей повышенные градиенты пластовых и поровых давлений в разрезе (0,135-0,140МПа на 10м). Подход к проектированию разработок этих групп месторождений оказался более сложным и потребовал от специалистов поиска более оптимальных вариантов решения организации осуществления разработки. В этих группах месторождений, находящихся в большой отдаленности от берега моря, при освоении были применены вместе эстакадные конструкции и индивидуальные стационарные платформы, которые значительно ускорили освоение этих месторождений и повысили их эффектив-

ность. Так, на месторождении Сангачалы-дениз-Дуванны-дениз-Хара-Зира адасы основным нефтеносным объектом является VII горизонт продуктивной толщи, разбитый на отдельные блоки, залегающий на глубине 3000-5500 м, и имеющий различные на разных блоках емкостно-фильтрационные и энергетические характеристики продуктивных пород, где разрабатывались и внедрялись различные системы разбуривания залежей и системы искусственного воздействия на них. Коллекторы I и II тектонических блоков более заглинизированы, залежи широкие и имеют газовые шапки, отсутствует естественный подпор контурных вод. В этих условиях с целью интенсификации разработки была запроектирована и осуществлена более жесткая система воздействия на залежи приконтурные в сочетании с внутриконтурной и избирательной системами.

Одновременно была рекомендована закачка воды на раздел нефть-газ (I блок) с целью отсечения газовой шапки от нефтяной оторочки. Учитывая большую толщину VII горизонта (100-120 м) вторичное вскрытие его осуществлялось поинтервально (снизу-вверх) с целью обеспечения полноты выработки запасов нефти, заключенных в отдельных пачках. На тектонических блоках III, IV, V, где продуктивные коллекторы имеют более благоприятные геолого-петрофизические свойства, узкие формы и неактивный водонефтяной контур, разработка осуществлялась путем применения только приконтурной закачки воды с последующим переносом линии нагнетания вглубь залежи. В результате внедрения указанных геолого-технических мероприятий на IV, V, VI, VII тектонических блоках были обеспечены ускоренные вытеснения жидкости и высокие коэффициенты нефтеотдачи, изменяющиеся в пределах 0,45-0,56.

Месторождение Бахар расположено на юго-восточном морском продолжении центральной Абшеронской тектонической зоны, которая характеризуется специфическими особенностями, заключаю-

щимися в большой глубине залегания продуктивных пластов, в многопластовости, разнохарактерности насыщения разреза, и является, в основном, газоконденсатной. Проектирование и осуществление разработки подобных месторождений имеют свою специфику в связи с их многопластовостью (около 15 продуктивных горизонтов и свит), большой глубиной залегания залежей (3700-5000 м), наличием в одном и том же резервуаре нефти и газа и т.д.

С целью ускорения освоения месторождения Бахар, обеспечение добычи газа, конденсата и нефти осуществлялось в два этапа. В первом этапе были подготовлены к освоению запасы верхнего этажа, охватывающие свиту "перерыва" и V горизонт балаханской свиты, залегающие на глубинах около 4500 м, и одновременно были продолжены разработки отдельных скважин и разведка запасов нижних горизонтов НКП, ПК свит. Такое поэтапное освоение глубоко залегающих, многопластовых месторождений в морских условиях, как показали последующие результаты, вполне себя оправдало.

Расположение скважин и нефтегазопромыслового оборудования на этих месторождениях, находящихся на значительном удалении от береговых баз обслуживания, осуществлялось с отдельных индивидуальных платформ, рассчитанных на 5, 6 -12 точек и 50 лет службы.

Разработка основных продуктивных горизонтов (X гор., свита "перерыва") на месторождении Бахар осуществлялась опережающим отбором нефти с нефтяных оторочек и частично газа из газовых шапок, с целью обеспечения добычи нефти и газа и одновременно обеспечения неподвижности газонефтяного раздела и закачки воды в приконтурную зону залежей. Обеспечение выработки запасов газоконденсата верхних горизонтов балаханской и сабунчи-сураханской свит осуществлялось скважинами нижних объектов, путем их возврата после обводнения контурной водой.

С целью повышения темпов разработки этих месторождений в больших объемах также применялись и гидродинамические методы воздействия на залежи путем изменения направления фильтрационных потоков, циклической закачки воды, переноса линии нагнетания, обработки призабойных зон скважин различными реагентами, обработки закачиваемой в пласты воды ПАВ, ограничения водопритоков и т.д.

При значительных затратах в этих условиях на гидротехнические сооружения и обустройство промыслов, разбуривание залежей более плотной сеткой скважин, как в первом периоде, оказалось экономически нерентабельным. Наиболее оптимальным в этот период, как показали экономические расчеты, оказалось применение более разреженной сетки размещения добывающих скважин (12-16-20 га/скв.).

Подход к проектированию и осуществлению разработки этих групп месторождений с применением вышеуказанных комплексных геолого-технических и технологических мероприятий оказался весьма эффективным и обуславливал достижение высоких технико-экономических показателей и снижение материальных средств. Так, за 45 лет разработки на месторождении Сангачалы-дениз-Дуванны-дениз-Хара Зира адасы, характеризующемся ухудшенными коллекторами и большой глубиной залегания залежей, была достигнута нефтеотдача 0,35, а на блоках IV, V, VI, XII, имеющих лучшие природные условия, - 0,45 - 0,56. На другом газоконденсатно-нефтяном месторождении Бахар нефтеотдача оторочек достигла 0,25, а газоотдача - 0,78.

С открытием и вводом в разработку высокопродуктивных нефтегазоконденсатных месторождений Гюнешли, Чыраг, Азери, находящихся южнее месторождения Нефт Дашлары, в глубоководной части моря (глубина моря 80-300 м) начинается третий этап освоения нефтегазовых ресурсов шельфа (1980 г.)

Следует отметить, что месторождения Чыраг, Азери и Юго-Восточное, глубоководная часть месторождения Гюнешли, на основании контракта, заключенного в 1994 году, разрабатываются иностранными нефтяными компаниями.

Месторождение Гюнешли связано с брахиантиклинальной структурой северо-западного-юго-восточного простирания, размерами 11x4 км, осложненной многочисленными разрывными нарушениями и грязевым вулканом, расположенным на ее юго-восточной периклинали. Месторождение является многопластовым (более 10 продуктивных горизонтов и свит), имеет разнохарактерное насыщение разреза, нефтегазоконденсат, наличие газовых шапок и т.д.

В связи с этим освоение этого месторождения требовало больших усилий, средств и новых технологий. Для решения многочисленных геолого-технических, технологических и строительных проблемных вопросов сотрудниками института была выполнена колоссальная работа. В решении этих проблемных вопросов большую роль играло создание завода глубоководных оснований, который коренным образом изменил процесс монтажа глубоководных оснований и транспортировку их на место установки. Значительно было усовершенствовано и проектирование гидротехнических сооружений - так, было сокращено количество опорных блоков в платформах, верхнее строение заготовлено на береговой базе отдельными блочными частями и после доставлено на место установки, была усовершенствована транспортировка блоков и т.д.

Определенная работа была выполнена и по усовершенствованию других геолого-технических и технологических вопросов разработки месторождения, таких как:

- определение и обоснование количества базисных и возвратных объектов в разрезе, исходя из этого количества добывающих и нагнетательных скважин и оптимальной плотности размещения их на площади залежи;

- установление необходимого количества дорогостоящих стационарных платформ и их оптимальное размещение на площади месторождения, и шахт на платформах;

- усовершенствование технологии бурения кустовых наклонно-направленных скважин с большими отклонениями их забоев от вертикали – 1500-2000 м.;

- разработка рациональной конструкции внутрискважинного оборудования, обеспечивающей безопасную и без осложнений эксплуатацию групповых наклонно-направленных нефтяных и газовых

скважин с большими отклонениями; - определение оптимальных темпов отбора жидкости из залежи, с применением интенсивных методов искусственного воздействия на пласты, обеспечивающих сокращение срока выработки запасов и сроков разработки месторождения;

- разработка оптимального варианта внутривыпускного обустройства промыслов для сбора, подготовки и транспортировки добываемой продукции.

За истекший период разработки месторождения, геологической службой института также выпол-

нена большая научно-исследовательская работа по оценке и уточнению параметров залежей и запасов нефти и газа, составлению технологических схем и проектов разработки, контролю за извлечением запасов и другим вопросам.

В настоящее время месторождение находится в интенсивной эксплуатации. Среднесуточная добыча нефти составляет около 15 тыс. тонн, газа (свободный - растворенный) - 18,5 млн. м³, отобрано с начала разработки из месторождения 138 млн. тонн нефти с конденсатом и около 52 млрд. м³ газа.

Основные этапы освоения нефтегазовых месторождений Азербайджанского сектора Южного Каспия

Н. А. Акперов

Реферат

Начиная со второй половины XX века развитие добычи нефти и газа в Азербайджане, в основном, осуществлялось за счет открытия и освоения новых морских месторождений. Но открытия и разработки новых морских месторождений не так легко претворялись в жизнь. В суровых гидрометеорологических условиях Каспия положительное осуществление этих разработок с учетом геолого-технических и технологических показателей явилось результатом напряженного самоотверженного труда ученых и инженерно-технических коллективов Республики.

В статье рассказывается о поэтапном осуществлении геолого-технических и технологических проблем, встречающихся в освоении нефтегазовых месторождений, в зависимости от глубины моря и геологических особенностей. Метод успешного применения такого подхода имеет важную значимость с экономической точки зрения.

Cənubi Xəzərin Azərbaycan sektorunda neftqaz yataqlarının mənimsənilməsi mərhələləri

N.Ə.Əkbərov

Xülasə

XX əsrin ikinci yarısından başlayaraq Azərbaycanda neft-qaz istehsalının inkişafı əsas etibarilə dənizdə açılmış yataqların mənimsənilməsi hesabına əldə edilmişdir. Lakin dəniz yataqlarının kəşfi və işlənməsinin təşkili asan başa gəlməmişdir. Xəzərin sərt hidrometeoroloji şəraitində bu işlənmənin geoloji-texniki və texnoloji cəhətdən müsbət həlli Respublika alimlərinin və mühəndis-texniki kollektivinin gərgin fədakar əməyi nəticəsində həyata keçirilmişdir.

Məqalədə neft-qaz yataqlarının mənimsənilməsində qarşıya çıxan geoloji-texniki və texnoloji problemlərin, dənizin dərinliyindən və yataqların geoloji xüsusiyyətlərindən asılı olaraq mərhələlərlə həyata keçirilməsindən söhbət açılır və bu yanaşma metodunun müvəffəqiyyətlə həyata keçirilməsinin iqtisadi cəhətdən xeyli əhəmiyyətli olduğu qeyd olunur.

Oil and gas fields' completion stages in Azerbaijan sector of South Caspian

N.A.Akbarov

Abstract

Beginning from the second half of the XX century oil and gas production development in Azerbaijan was achieved due to field's completion, revealed in the sea. But the discovery and development of offshore fields was not an easy deal. One the hard hydro metrological conditions in Caspiangeological-technical and technological development was realized due to hard, selfless labour of Republic scientists and engineer-technical personnel.

The paper is devoted to the geological-technical problems in oil-gas fields completion, step-by-step development according to sea depths and field geological properties and is noted that method of approaching successful realizing is very important from the economic point of view.

УДК 622.24:622.276.1/.4

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН НА ПЛОЩАДЯХ ЮГО-ЗАПАДНОГО АБШЕРОНА В ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Р.И.Рустамов, Ш.Х.Ахундов

НИПИ “Нефтегаз”

Анализ результатов бурения и освоения скважин показывает, что в пределах площадей Юго-Западного Абшера наряду с низкими притоками нефти из олигоцен-миоценовых отложений ($0,5-5\text{ м}^3/\text{сут}$), отмечаются сравнительно высокие дебиты - до $35\text{ м}^3/\text{сут}$.

Кроме того, из этих отложений в процессе бурения скважин отмечены многочисленные интенсивные нефтегазопроявления. Следует отметить, что бурение скважин на многих разведочных площадях сопровождалось значительными трудностями, обусловленными нередко глубоким залеганием продуктивных интервалов, наличием в них аномально высоких давлений и температур, применением утяжеленных промывочных жидкостей, сложным строением полимиктовых коллекторов, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Все эти условия, а также наличие зон АВПоД, желобообразование, высокое пластическое давление и т.д. ведут к сокращению программы геофизических исследований расширенного комплекса ГИС, в частности, метода ПС, которые необходимы для качественной интерпретации промыслово-геофизических данных и выделения горизонтов и объектов.

Результаты изучения разрезов скважин, вскрывших майкопские отложения на площадях Гарадаг, Гюздек и Шубаны, установили наличие мощной толщи глин, присутствие в верхней части тонких (до нескольких сантиметров) прослоев мелко- и среднезернистых песков, песчаников и алевроитов. При вскрытии этих прослоев в ряде скважин на площади Гарадаг и Шубаны были отмечены газопроявления и пленка

нефти в буровом растворе.

По данным гранулометрического анализа, породы верхнего майкопа содержат алевроитовые разности с фракцией $0,1-0,01\text{ мм}$ до 88% . Пористость этих пород изменяется от 12 до 26% , а проницаемость - от 10 до 80 мд [1].

Чокракский горизонт, который удалось выделить по коротким диаграммам на площадях Шабандаг, Шубаны, Гушхана, представлен песками, алевролитами и иногда известняками. Пористость изменяется от $3,2$ до 35% , а проницаемость - $9,2-24,5 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$. Из-за сложности выделения горизонтов миоцена все они объединяются в единую диатомовую свиту, но чаще в литературе всю толщу именуют как миоценовые отложения.

В разрезе миоценовых отложений значительное место занимают тонколистоватые сланцы, а также трещиноватые плотные сланцеватые глины. Наряду с этим, в разрезе отдельных площадей встречаются трещиноватые мергели, брекчевидные доломиты. Мощность отдельных прослоев брекчевидных доломитов достигает иногда $4-5\text{ м}$ (меотический ярус, Шабандаг). Трещины карбонатных пород изредка заполнены гипсом. Пористость некоторых карбонатных пород (мергелей) достигает 30% , что связано с их трещиноватостью. Ширина или раскрытость микротрещин колеблется от $0,01$ до $0,12\text{ мм}$.

В процессе опробования миоценовых отложений на многих разведочных площадях были отмечены слабые притоки нефти и газа или притоки воды с пленкой нефти. Так, на площади Шабандаг при опробовании скважин $620, 1524$ и др. были получены до $14-1,5\text{ т/сут}$ нефти. На площади Шубаны из

миоцена в скв. $1805, 1035, 1037, 1008$ и др. при опробовании получили воду с пленкой нефти. На площади Локбатан при бурении скважин $1500, 1026$ и 616 в сарматских отложениях отмечены проявления нефти и газа.

На площади Гюздек пробурено большое число поисковых и разведочных скважин. В скв. 38 из миоцена получили $42500\text{ м}^3/\text{сут}$ газа. В других скважинах отмечены слабые притоки нефти и газа. Скважина 52 , которая вскрыла разрез миоцена и эоцена, нефтегазонасыщенных объектов не выявила и была ликвидирована по геологическим причинам.

На площади Гараэйбат из верхов диатома, в скважине 11 при опробовании интервала $1342-1345\text{ м}$ получили кратковременный приток нефти.

На площади Гушхана в скважине 127 из верхнего объекта диатома был отмечен небольшой приток нефти ($0,5-1\text{ т/сут}$).

На площади Пута в скважине 221 из интервала $1430-1490\text{ м}$ получили также незначительный и кратковременный приток нефти.

На месторождении Гарадаг в разведочных скважинах $205, 106, 129$ и др. из диатомовых отложений были получены промышленные притоки нефти от 4 до 35 т/сут . Так, в скважине 323 из интервала $3114-3150\text{ м}$ получили 35 т/сут нефти, а из интервала $3825-4053\text{ м}$ - приток газа $1000\text{ м}^3/\text{сут}$. В скважине 324 из интервала $3282-3320\text{ м}$ получили 4 т/сут нефти. В скважине 352 из интервала $2640-2604\text{ м}$ получили 25 т/сут нефти, в скважине 103 из интервала $2619-2669\text{ м}$ - до 20 т/сут нефти. В скважине 508 из сарматских отложений приток нефти составил 15 т/сут , а в скважине 511 - до 11 т/сут .

В целом, миоценовые отложения на месторождении Гарадаг были вскрыты в 19 скважинах, из них 16 скважин находятся на северном крыле складки, а 3 – на южном, которое оказалось не нефтегазонасыщенным. Характер нефтегазонасыщения миоценовых отложений на северном крыле, по данным каротажных диаграмм, указывает на различную степень неоднородности пласта. Скважины 511 и 323, расположенные примерно в 900 м друг от друга, характеризуются различными коллекторскими свойствами и соответственно дебит нефти в скважине 511 меньше, чем в скважине 323.

Пробуренная американской компанией ARCO в декабре 1998 года скважина 512, вскрыла два объекта диатома. Интерпретация комплекса геофизических материалов по двум объектам показала, что они характеризуются низкой проницаемостью. Эта скважина находится на расстоянии 425 м от скважины 511 и 550 м от скважины 508. Скважина 511 вступила в эксплуатацию в декабре 1994 г. фонтанным способом с дебитом нефти 10 т/сут без воды. В 1996 г. дебит нефти снизился до 2,5 т/сут. В 2000 г. скважина работала с дебитом нефти 1,5 т/сут и воды 2 м³/сут. Скважина 508 также вступила в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом нефти 15 т/сут, но в последующие годы дебит снизился до 1,5-2 т/сут и был переведен на глубиннонасосный способ эксплуатации.

В скважине 512 был отобран керн из интервала 2695-2983 м и глубины 3055 м, который представлен слабо трещиноватыми известняками, мергелями и частично глинами. Скважина, в связи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, без опробования объектов диатома была ликвидирована по геологическим причинам. Присутствие слабо трещиноватых коллекторов в этой скважине свидетельствует о неоднородности пород объектов диатома, которые не представляли интереса для дальнейших работ американской компании.

В приконтурной зоне месторождения Гарадаг толщина песчаных пачек объектов диатома уменьшается. При опробовании скважин вблизи контура нефтеносности получали притоки нефти до 10 т/сут. Так, в скважине 324 при опробовании интервала 3320-3282 м получили приток нефти до 10 т/сут и воды 20 м³/сут. В течение года (на 05.1978 г.) дебит нефти снизился до 5 т/сут, а дебит воды увеличился до 25 м³/сут. После возврата на другой объект в 1988 г. дебит нефти составил 6 т/сут, а воды 3,6 м³/сут. В 1991 г. дебит нефти уменьшился до 0,1 т/сут и воды – 0,1 м³/сут. Почти аналогичный характер обводнения отмечен в скважине 323.

В центральной части северного крыла наблюдается несколько иная картина. Скважина 352 вступила в эксплуатацию в июне 1988 г. с дебитом нефти 6 т/сут без воды. Скважина работала до 1996 г., когда дебит нефти снизился до 0,5 т/сут. После этого она работала периодически по мере накопления нефти до 02.2008 г. Дебит нефти составлял не более 0,5 т/сут.

Таким образом, на месторождении Гарадаг, в центральной части залежи северного крыла, объекты диатома по продолжительности эксплуатации скважин, по характеру обводнения отличаются от приконтурных. Это связано с фильтрационно-емкостными показателями, которые хуже в приконтурной зоне.

В целом, разведочные площади Юго-Западного Абшерона представлены слабопроницаемыми коллекторами. Нередко продуктивные песчаники залегают в сланцеватых отложениях, но чаще разрезы миоцена представлены глинистыми песчаниками, трещиноватыми мергелями и брекчевидными доломитами с низкой проницаемостью.

Аналогичные коллектора с низкими фильтрационно-емкостными показателями встречены на отдельных месторождениях Восточного Техаса и Западной Сибири, где для увеличения добычи газа и нефти широко применяется гидроразрыв пласта.

Например, на месторож-

дении Босье (Восточный Техас) для оптимизации добычи газа из песчаников Босье, залегающих между сланцевыми отложениями, используют современные методы диагностики процессов гидроразрыва, позволяющие более точно установить геометрию распространения трещин и характеристики скважин. На месторождении был использован гидроразрыв с применением воды, и комбинированный разрыв, в основном с применением реагентов для снижения поверхностного натяжения. В результате применения этих методов гидроразрыва добыча газа росла, но по мере снижения эффекта разрыва добыча стала резко снижаться [2]. Некоторые исследователи считают, что наибольший эффект достигается при повторном гидроразрыве.

На месторождениях Западной Сибири также используют новые технологии гидроразрыва пласта. Так, на нефтяном месторождении Приразломное с низкопроницаемыми коллекторами с 2004 г. стали проводить гидроразрыв пласта с помощью геля на водной основе. В результате применения этой методики минимальная кратность увеличения дебита составила 1,5-2 раза, что соответствует исходному дебиту 10-20 т/сут, а для скважин с меньшим суточным дебитом кратность возрастает от 5 до 10 раз и выше [3].

На многих месторождениях ОАО "Газпромнефть" в Западной Сибири с низкой проницаемостью продуктивных объектов скважины вступали в эксплуатацию с небольшими дебитами. С течением времени дебиты нефти снижались, особенно резко вблизи контура нефтеносности. Поэтому для восстановления дебита нефти на таких месторождениях широко используется гидроразрыв пласта различными методами [4].

Гидроразрыв пласта в скважинах сегодня является традиционным методом увеличения добычи нефти. Его применение позволяет значительно повысить продуктивность добывающей скважины за счет улучшения фильтра-

ционных параметров призабойной и удаленной от скважины зон пласта.

Гидроразрыв пласта на нефтяных месторождениях Азербайджана в больших объемах проводились с 1955 по 1964 гг. При этом успешность ГРП составляла 54,5%.

По данным Т.М.Мамедова (6), за последние 10 лет по отдельным горизонталм ПТ месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы успешность ГРП достигала 62,9% для верхнего отдела и 26,5% - для нижнего. При этом продолжительность работы скважин на повышенном дебите нефти после ГРП по верхнему отделу составила 220 дней, по нижнему отделу – 90 дней. Повторность проведения ГРП достигала 16, причем эффективность каждого повторного разрыва снижалась на 20-30%.

Автор указывает на основные причины снижения эффективности. Нам представляется, что на эффективность влияет и ряд других факторов, в частности, большое количество ГРП, разрыв пласта вне продуктивной зоны, неточный выбор расклинивающего материала и жидкости разрыва, а также отсутствие точных сведений о коллекторах и характере трещиноватости в слабопроницаемых пластах. Все это в конечном счете не приводит к увеличению добычи

нефти на продолжительное время.

Следует отметить, что благодаря этому методу в настоящее время стала возможной разработка залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах. Число ГРП на отдельных месторождениях "Газпромнефть" достигает 530 (Вынгапуровское месторождение).

Другим наиболее эффективным мероприятием по оптимизации разработки месторождений в компании "Газпромнефть" является бурение боковых стволов.

Зарезка второго ствола в Азербайджане широко использовалась в 60-70 годы. В последующие годы этот метод стал применяться меньше и в настоящее время он практически не проводится. Одной из основных причин снижения интереса к бурению таких скважин является риск недостижения плановых показателей.

Для снижения риска в настоящее время применяют геолого-технологические модели, что значительно повышает технологическую и экономическую эффективность данного геолого-технического мероприятия [4].

Следует особо отметить важность качественного вскрытия низкопроницаемых пластов. Решающим фактором при освоении таких пластов, позволяющим исключить

пропуск перспективных объектов, является увеличение продолжительности воздействия на пласт. По данным некоторых исследователей, длительность стояния на притоке должна составлять несколько суток. Отсутствие промышленных притоков может быть связано также с некачественным вскрытием, когда репрессия превышает 30% [5].

Репрессия более 10% и продолжительное ее воздействие снижает проницаемость трещинной среды в призабойной и удаленной зонах пласта.

При дефекте проницаемости призабойной зоны пласта восстановление ухудшенных коллекторских свойств достигается путем депрессии, которая должна составить 56-70% Рпл. [5].

Таким образом, в низкопроницаемых коллекторах площадей Юго-Западного Абшерона следует особое внимание обратить на правильность вскрытия пластов миоцена, а при разработке залежи для восстановления дебита скважин использовать различные геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи, в том числе гидроразрыв пласта. Для достижения плановых показателей в скважине возможен повторный гидроразрыв пласта.

Литература

1. Салаев С.Г. Оligоцен-миоценовые отложения Юго-Восточного Кавказа и их нефтегазоносность. Б., 1961. - 252 с.
2. Уолхарт С. Оптимизация гидроразрыва пласта на песчаниках Босье // Нефтегазовые технологии – 2005. №11. С.28-32.
3. Тимашев Э.М., Еникеева Г.М., Нигматуллина Р. и др. Анализ эффективности и прогноз объемов применения технологий гидроразрыва пласта БС4-5 Приразломного месторождения // Нефтяное хозяйство – 2006. № 9. С.40-42.
4. Фахретдинов Р.Н., Назметдинов Р.М., Басниева И.К. Роль современных технологий извлечения нефти в повышении эффективности разработки ОАО «Газпромнефть» // Нефтяное хозяйство – 2006. № 12. С.15-19.
5. Попов И.П. Оценка влияния гидродинамического и геотермического факторов на результаты испытания перспективных объектов // Экспресс-информ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. М., 1991. Вып.10. С.9 – 15.
6. Мамедов Т.М. Повышение производительности нефтяных скважин с применением углеводородных растворителей. Баку: AzNQSDETLI, 2005. - 348 с.

**Анализ результатов бурения и освоения скважин на площадях Юго-Западного
Абшерона в олигоцен-миоценовых отложениях**

**Р.И.Рустамов, Ш.Х.Ахундов
(НИПИ “Нефтегаз”)**

Реферат

В пределах площадей Юго-Западного Абшерона наряду с низкими притоками нефти из олигоцен-миоценовых отложений отмечаются и относительно высокие дебиты - до 35 м³/сут. На отдельных площадях рассматриваемого района, в разрезе скважин майкопская свита представлена мощной толщей глин, присутствием в верхней части тонких прослоев песков, песчаников и алевролитов. При вскрытии этих прослоев в ряде скважин были отмечены газопроявления и пленка нефти в буровом растворе.

Чокракский горизонт представлен песками, алевролитами и иногда известняками. Пористость изменяется от 3,2 до 35%, а проницаемость - 9,2-2,4 мд. Среди этих отложений встречаются трещиноватые, плотные сланцеватые глины.

В процессе опробования миоценовых отложений на многих разведочных площадях были отмечены слабые притоки нефти и газа или воды с пленкой нефти.

Аналогичные коллектора с низкими коллекторскими свойствами встречены на отдельных месторождениях Восточного Техаса и Западной Сибири, где для увеличения добычи нефти широко используют гидроразрыв пласта. Более высокие результаты получены при повторных гидроразрывах.

В результате проведенного анализа, в отложениях с низкими коллекторскими свойствами, наряду с гидроразрывом пласта, рекомендован ряд геолого-технических мероприятий по увеличению эффективности освоения скважин.

**Cənub-Qərbi Abşerondakı sahələrdə Oligosen-Miosen çöküntülərində aparılmış
qazıma və mənimsəmə işlərinin nəticələrinin təhlili**

**R.İ.Rüstəmov, Ş.X.Axundov
(“Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutu)**

Xülasə

Cənub-Qərbi Abşeronda Oligosen-Miosen çöküntülərindən az hasilatla neft-qaz təzahürləri ilə yanaşı hasilatı 35 t/g-ə çatan, nisbətən yüksək neft axını alınmışdır. Baxılan rayonun ayrı-ayrı sahələrində quyularda açılmış kəsilişlərdə Maykop çöküntülərinin əsasən yuxarı hissələrində nazik xırda və orta dənəli qum, qumdaşı və alevrit laycıqları olan böyük qalınlığa malik gillərdən ibarət olduğu aşkar edilmişdir.

Bu laycıqlar Qaradağ və Şubanı sahələrində quyularda açılarkən qaz təzahürləri və qazıma məhlulunda neft pərdələri müşahidə olunmuşdur.

Miosen çöküntüləri qumlarla, alevrolitlərlə və bəzən əhəngdaşları ilə təmsil olunmuşlar. Məsələlik 3,2-35%, keçiricilik isə 9,2-24,5mld. təşkil edir. Bu çöküntülərin mənimsənilməsi zamanı zəif neft, qaz və neft pərdələrinə malik su axınları qeydə alınmışdır.

Şərqi Texas və Qərbi Sibirin neft yataqlarında analoji kollektorlarla və zəif tutum və filtrasiya göstəricilərinə malik çöküntülərin neft və qaz hasilatını artırmaq məqsədilə layların hidravlik yarıma üsulu tətbiq olunur. Daha yüksək nəticə isə təkrar hidroyarıma aparıldıqda alınır.

Göstərilən işlərin araşdırılması nəticəsində baxılan rayonun yataqlarındakı zəif kollektor xassələrinə malik çöküntülərin mənimsənilməsində effektivliyin əsas səbəbləri aşkar edilmiş və onların aradan qaldırılması və sınaq işlərinin effektivliyinin artırılması məqsədilə bir sıra tövsiyələr irəli sürülmüşdür.

**The analysis of results of drilling and development of wells on the areas of southwest
Absheron in Oligocene – Miocene sediments**

**R.L.Rustamov, Sh.H. Akhundov
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)**

Abstract

Within Southwest Absheron fields are marked as low oil inflows as also rather high production ratio from the Oligocene-Miocene sediments.

The Chokrak horizon is presented by sand, silt and sometimes limestone.

Porosity changes from 3,2 to 35% and permeability 9,2 – 2,4 md. Among these deposits are met craked, dense schistous clay. In the course of Miocene deposits approbation weak inflows of oil and gas or water with an oil pellicle have been noted on the most prospecting areas.

As a result of the made analysis in sediments with low reservoir properties as hydraulic fracturing as also a number of geologist-technical actions for efficiency increase of wells development.

УДК 622.276.344.001.57

СТРУКТУРА ПРИЗНАКОВОГО ПРОСТРАНСТВА МОДЕЛЕЙ НЕФТЕОТДАЧИ РАЗЛИЧНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЖИМОВ

Б.А.Багиров, А.М.Салманов, А.М.Гаджиев

АГНА, НИПИ “Нефтегаз”

Считается, что залежи Азербайджана в основном разрабатываются на двух природных режимах - смешанном и режиме растворенного газа, где энергией, обеспечивающей продвижение нефти к забою скважин, является перемещение вод законтурных областей и энергия растворенного газа соответственно.

Залежи, характеризующиеся смешанным режимом, хорошо регулируются в процессе разработки, что позволяет вводить необходимые коррективы в проводимые процессы эксплуатации. Отличительной особенностью этих объектов является то, что они разрабатывались с очень плотной сеткой скважин, вследствие чего текущий коэффициент нефтеотдачи по ним достигал 0,44. В залежах же, разрабатываемых на режиме растворенного в нефти газа, достигнутые значения коэффициента нефтеотдачи пластов даже в поздней стадии разработки варьируют в пределах от 0,2 до 0,3.

С целью выявления причин различной степени освоенности запасов в однотипных залежах месторождений суши Азербайджана учёными Национальной Академии Наук [1] изначально было отобрано 120 залежей, разрабатываемых на смешанном режиме, и 106 объектов,

характеризующихся режимом растворенного газа [2].

Исследователями среди залежей, характеризующихся смешанным режимом, были выделены объекты с пассивным и активным смешанным режимом, объекты, которые обеспечивают соответственно низкую и высокую эффективность разработки. В результате проведенных работ был уточнен перечень эксплуатационных объектов, разрабатываемых на смешанном режиме и режиме растворенного газа (Таблица 1).

Определение геолого-технологических параметров, влияющих на нефтеотдачу, имеет большое научно-практическое значение, так как выявление степени влияния каждого из параметров (как геологических, так и технологических) даёт возможность выбрать мероприятия по рациональной доработке эксплуатационных объектов, а также прогнозировать их коэффициенты нефтеотдачи [3, 6].

Решение такого рода задач предполагает использование аппарата математической статистики, в частности, метод корреляционно-регрессионного анализа.

Рассмотрим реализацию представленной методики на примере 94 залежей Абшеронского полуострова, разрабатываемых на

смешанном режиме, и 132 – разрабатываемых на режиме растворенного газа. По этим залежам составлена матрица данных по следующим параметрам: глубина залегания пласта, эффективная толщина, пористость, проницаемость коллекторов, песчаность, количество цементирующего вещества, расчленённость, вязкость нефти, плотность сетки скважин, темп отбора нефти в начальный период разработки, коэффициент безводной нефтеотдачи, обводнённость продукции, текущее пластовое давление и текущий коэффициент нефтеотдачи.

Модель нефтеотдачи для залежей со смешанным режимом разработки на базе корреляционно-регрессионного анализа имеет вид [4]:

$$Y = 0,16 - 0,001X_1 + 0,59X_2 + 0,11X_3 - 0,01X_5 + 0,24X_7 + 0,36X_9$$

коэффициент множественной корреляции составляет $r = 0,64$, где: X_1 – эффективная толщина, X_2 – пористость пород-коллекторов, X_3 – проницаемость пород-коллекторов, X_5 – вязкость нефти, X_7 – темп отбора в начальный период разработки, X_9 – обводнённость продукции.

Таблица 1

	Число объектов	Начальные запасы, млн.т		Накопленная добыча с начала разработки, млн.т	Средние значения коэффициентов нефтеотдачи	
		Балансовые	Извлекаемые		Текущий	Конечный
Смешанный	94	397	243	226	0,49	0,53
Растворенный газ	132	436	151	117	0,24	0,30

Для режима растворенного газа:

$$Y = 0,14 + 0,086X_1 + 0,429X_2 + 0,057X_3 - 0,07X_{10} - 0,38X_{14} - 0,05X_{15} + 0,11X_{17}$$

коэффициент множественной корреляции составляет $r = 0,57$, где: X_1 – глубина залегания, X_2 – эффективная толщина, X_3 – пористость пород коллекторов, X_{10} – плотность сетки скважин, X_{14} – давление на-

сыщения, X_{15} – обводненность продукции, X_{17} – газовый фактор.

Другие же параметры не нашли своего отражения в модели как малозначимые.

Для визуального уточнения характера влияния геолого-промысловых параметров в модели на нефтеотдачу существует схема (Рис.1). Как видно из полученной модели,

все знаки коэффициентов регрессии каждого из признаков, оставшихся в модели, соответствуют представленной схеме.

Несмотря на очевидные преимущества (простоту, апробированность и геологическую интерпретируемость), результаты корреляционно-регрессионного анализа имеют ряд ограничивающих требо-

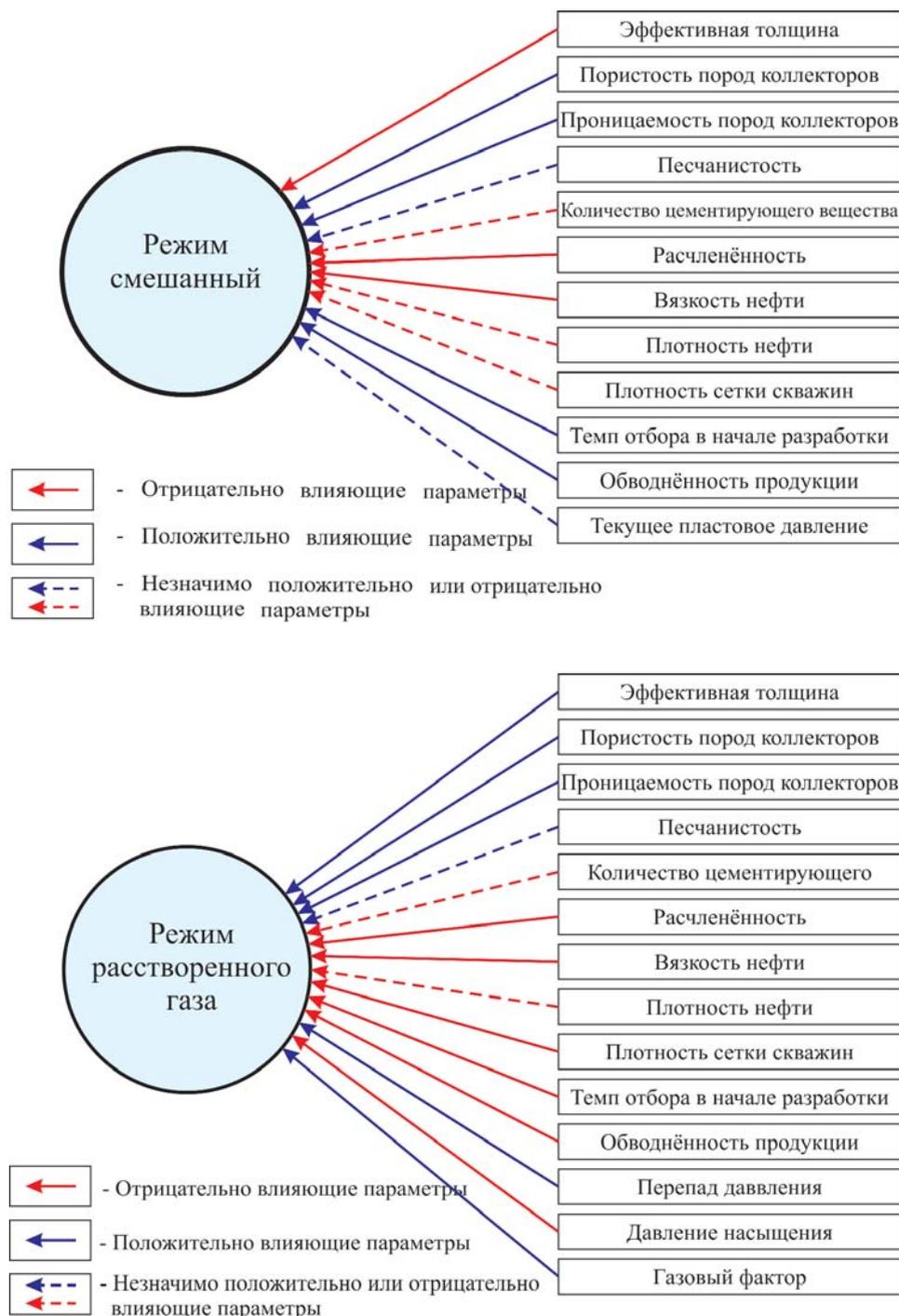


Рис. 1 Характер влияния геолого-промысловых признаков на нефтеотдачу при различных режимах разработки

ваний, к основным из которых относится условие, что все признаки, используемые в модели, должны быть случайными и независимыми [1]. В промысловой геологии было установлено, что между геологическими и промысловыми параметрами имеется определённая коррелируемость.

Для удовлетворения поставленных требований и устранения связанных с этим недостатков обоснована постановка комплексирования факторного и корреляционно-регрессионного анализов.

Используя метод главных компонентов (одну из модификаций

факторного анализа), возможно учесть все требования корреляционно-регрессионного анализа и перейти от большого числа в той или иной мере взаимозависимых геолого-технологических признаков к значительно меньшему числу независимых факторов.

Факторный анализ позволяет определить структуру взаимосвязей между переменными, преобразуя матрицу геолого-технологических параметров в матрицу факторов, каждый из которых объединяет в себе эти параметры, таким образом освобождаясь от взаимозависимости геолого-техно-

логических параметров, что очень важно при решении вопросов разработки, в том числе при моделировании нефтеотдачи пластов [3].

В простом случае предполагается, что переменные связаны с фактором при помощи некоторых коэффициентов $a_1; a_2; a_3; \dots a_i$ по числу признаков соответственно, то есть, умножая фактор на $a_1; a_2; a_3; \dots a_i$, можно получить приближенную оценку геологических переменных $x_1; x_2; x_3; \dots x_i$, где элементы $l_1; l_2; l_3; \dots l_i$ представляют собой разности между оценками и наблюдаемыми значениями (рис. 2а, б) [6].

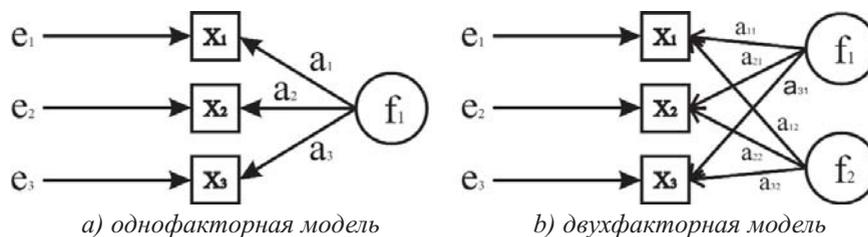


Рис.2 Графическое изображение взаимосвязей между факторами

Далее полученная путем обработки новых данных линия регрессии дает графическое представление между переменными.

Модель нефтеотдачи на базе комплексирования корреляционно-регрессионного и факторного анализов для смешанного режима имеет вид:
 $Y = 0,45 - 0,7f_1 - 0,14f_2 - 0,34f_3$

множественный коэффициент корреляции составляет $r = 0,79$; где: f_1 – I фактор имеет вес 29,4%, f_2 – II фактор – 18,3%, f_3 – III фактор – 12,8%, то есть три первых фактора охватывают около 60% всего признакового пространства.

Для режима растворенного газа $Y = 0,19 - 0,69f_1 - 0,68f_2 - 0,01f_3$ множественный коэффициент кор-

реляции составляет $r = 0,82$; где: f_1 – I фактор весом 31,5%, f_2 – II фактор 20,5%, f_3 – III фактор 9%, то есть три первых фактора охватывают чуть более 60% всего признакового пространства.

Соответствующие для различных природных режимов структуры факторных нагрузок приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 2

Геолого-технологические признаки (режим смешанный)	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3
Текущий коэффициент нефтеотдачи	0,826681	0,127058	0,319423
Эффективная толщина	- 0,78843	0,274607	0,272929
Пористость	0,695506	- 0,01054	0,178112
Проницаемость	0,0194	0,594684	0,479044
Расчлененность	- 0,68909	0,474768	0,144044
Вязкость	- 0,79531	- 0,05483	0,255147
Плотность сетки скважин	0,239677	0,606646	- 0,60123
Темп отбора в начале разработки	0,43181	0,306961	0,253546
Коэффициент безводной нефтеотдачи	- 0,01973	0,230872	0,455766
Обводненность	0,606514	0,003292	0,348365
Текущее пластовое давление	0,14194	0,813175	- 0,33498
Факторный вес, %	29,4	18,3	12,8

Таблица 3

Геолого-технологические признаки (режим растворенного газа)	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3
Глубина залегания	- 0,572084	- 0,558435	- 0,313279
Эффективная толщина	0,705230	- 0,634340	0,013056
Пористость	0,705540	- 0,436904	- 0,091369
Проницаемость коллекторов	0,383199	- 0,414466	- 0,467012
Песчанистость	- 0,327542	0,077850	- 0,603885
Количество цементирующего вещества	0,426241	0,334951	- 0,222998
Расчлененность	0,263794	0,523681	- 0,460621
Вязкость нефти	0,673580	0,536817	- 0,162737
Плотность нефти	0,464133	0,429622	- 0,442844
Плотность сетки скважин	- 0,683832	0,020780	- 0,139534
Темп отбора в начальный период разработки	0,014193	- 0,008782	0,511826
Обводненность продукции	- 0,497540	0,307089	0,166902
Депрессия	- 0,714374	- 0,490693	- 0,101823
Давление насыщения	- 0,674720	0,651917	- 0,024391
Объемный коэффициент нефти	- 0,530774	- 0,602507	- 0,108230
Температура пласта	- 0,741357	- 0,398438	- 0,076612
Газовый фактор	0,592848	- 0,512595	- 0,130200
Факторный вес, %	31,5	20,5	9

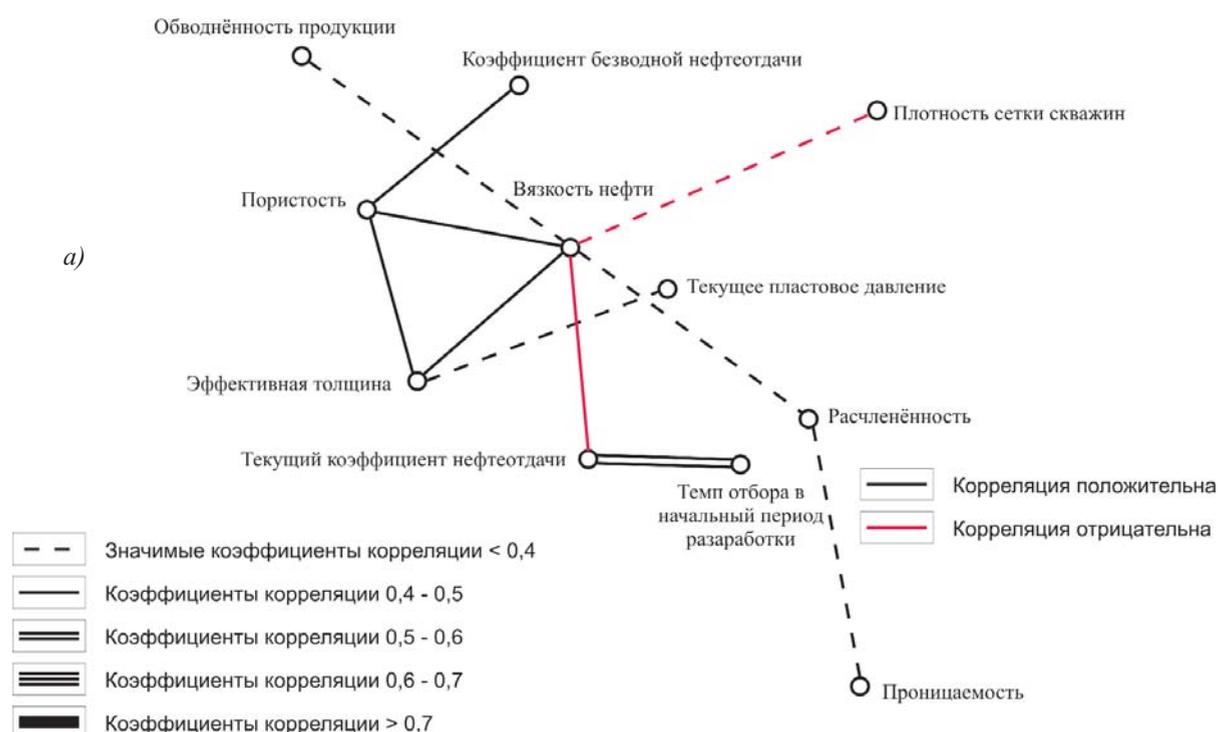
Как видно из представленного рисунка, структура связей параметров, влияющих на нефтеотдачу, имеет весьма сложный вид. Если одни параметры влияют на нефтеотдачу напрямую, то другие оказывают воздействие косвенно, через иные признаки.

Для выявления структуры столь сложной взаимосвязи на

основе разработанных пакетов программ были построены схемы «ветвящихся связей» для первых факторов (рис. 3 (а, б) [4].

Анализируя структуру I фактора смешанного режима (рис.3 а) и наблюдая месторасположение признаков в рамках этого фактора, нетрудно заметить, что на текущий коэффициент нефтеотдачи положи-

тельное влияние оказал главным образом темп отбора нефти в начальный период разработки. В то же время центральным признаком для такого типа залежей оказалась вязкость нефти, имеющая взаимосвязь непосредственно с шестью признаками (пористость, эффективная толщина, обводненность, расчлененность, плотность сетки



скважин и текущий коэффициент нефтеотдачи).

Вследствие взаимовлияния параметров с вязкостью нефти, в последующем она сама оказывает воздействие на процесс нефтеизвлечения.

Далее, как видно из рисунка 3 (б), для режима растворенного газа

центральным фактором оказался текущий коэффициент нефтеотдачи, существенное влияние на который непосредственно оказывают депрессия на пласт, давление насыщения, вязкость нефти, эффективная толщина.

Опираясь на структурные особенности I фактора, представляется возможным предложить ряд

мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов.

Так, анализ взаимозависимости признаков показывает, что для залежей, разрабатываемых на смешанном режиме, необходим подход, предусматривающий проведение работ по достижению высоких темпов отбора на начальном

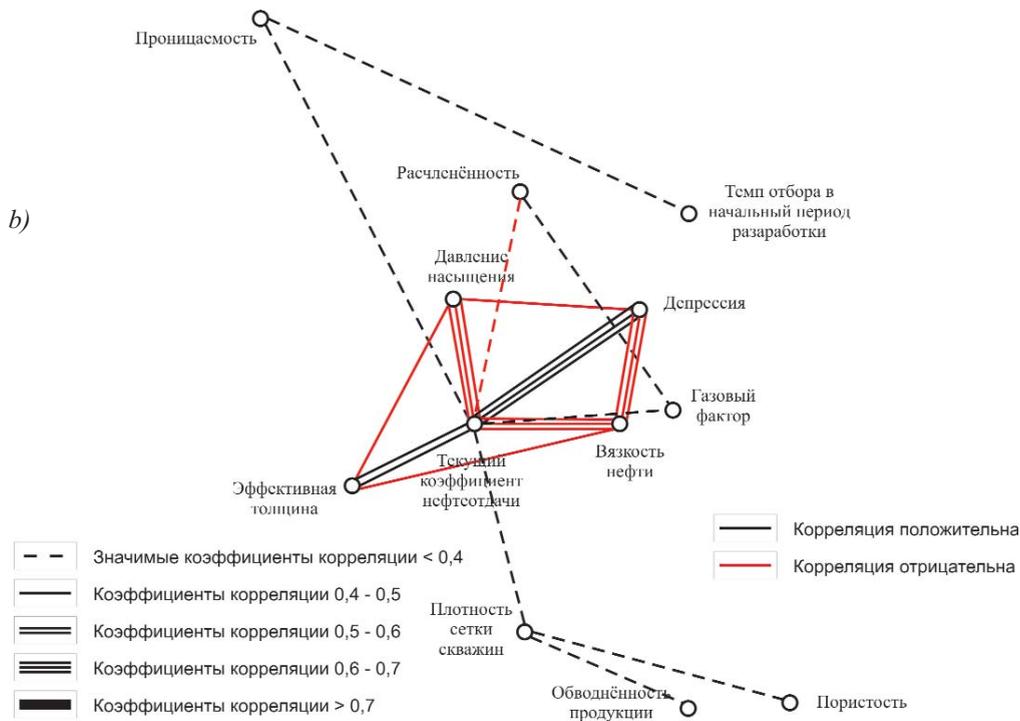


Рис. 3. Схема «ветвящихся связей» первых факторов залежей, разрабатываемых на различных природных режимах (а – смешанный режим, б – режим растворенного газа)

этапе разработки с применением комплекса мероприятий, уменьшающих вязкость нефти, то есть улучшающих её подвижность в поровом пространстве коллекторов. Это позволит снизить отрицательное влияние расчленённости отложений.

Для залежей, разрабатываемых на режиме растворённого газа, необходим подход, предусматривающий проведение перфорационных работ, вскрывающих всю

нефтенасыщенную мощность пласта, обеспечение максимально возможных депрессий на пласты, использование современных третичных методов для снижения отрицательного влияния фильтрационных параметров пласта, то есть улучшающих подвижность нефтей в поровом пространстве коллекторов, а также проведение работ по уплотнению сетки скважин.

Таким образом, предлагаемый

подход при моделировании нефтеотдачи, основанный на комплексировании факторного и корреляционного анализов, позволил наглядно продемонстрировать роль каждого из пластовых параметров при разработке залежей, а также оказалось возможным выявить характер взаимосвязей между параметрами и обоснованно рекомендовать геолого-промышленные мероприятия по рациональной выработке запасов нефти.

Литература

- 1.Багиров Б.А., Салманов А.М., Гасаналиев М.Г., Назарова С.А. Сопоставительный анализ разработки нефтяных залежей, характеризующихся различными геологическими условиями. - Баку, 2002.
- 2.Багиров Б.А., Аллахвердиев И.М. Изучение влияния геолого-технологических факторов на процесс разработки залежей. - Баку, 1987.
- 3.Багиров Б.А. Геологические основы доразработки месторождений нефти и газа.- Баку: ЭЛМ, 1986. С.162.
- 4.Белонин Б.А., Голубева В.А., Скублов Г.Т. Факторный анализ в геологии. - Москва: Недра, 1982.
- 5.Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии/Пер.с англ.В.А.Голубевой, в 2-х кн. //Под ред. Д. А. Родионова. - М.: Недра, 1990. С.427
- 6.Быков Н.Е., Максимов М.И., Фурсова А.Я. Справочник по нефтепромысловой геологии. - М.: Недра, 1981.

Структура признакового пространства моделей нефтеотдачи различных природных режимов

Б.А.Багиров, А.М.Салманов, А.М.Гаджиев
(АГНА, НИПИ “Нефтегаз”)

Реферат

В статье даны краткие сведения о методах моделирования нефтеотдачи. Уточнены соответствующие каждому из режимов модели нефтеотдачи на основе корреляционно-регрессионного анализа в комплексе с факторным анализом. Построены схемы «ветвящихся связей», позволившие обоснованно рекомендовать геолого-промысловые мероприятия по рациональной выработке остаточных запасов нефти.

Müxtəlif təbii rejimli yataqların neftvermə modelləri üçün amillər məkanının strukturu

Б.Ə.Бағиров, Ə.М.Салманов, А.М.Һаҗиев
(ADNA, “Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

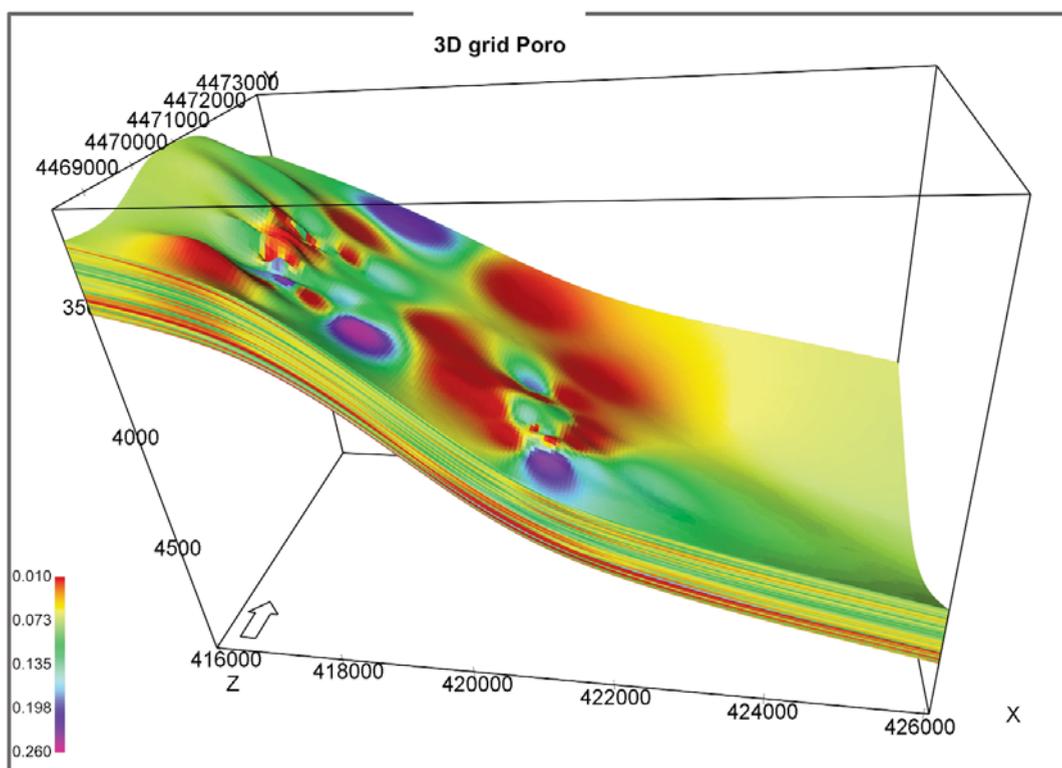
Məqalədə neftverimənin modelləşdirilməsi metodları haqqında qısa məlumat verilmişdir. Korelyasiya-reqressiya və faktor analizlərinin kompleks istifadəsi əsasında hər rejimin müvafiq neftvermə modelləri dəqiqləşdirilmişdir. “Şaxəli əlaqələr” sxemləri qurulmuşdur ki, bunlar da qalıq ehtiyatların səmərəli çıxarılması üçün geoloji-mədən tədbirlərinin tək-lif edilməsinə əsas vermişdir.

The feature space structure of the oilrecovery models for different drive reservoirs rejime

B.A.Bagirov, A.M.Salmanov, A.M.Hajiyev
(ASOA, “OilGasScientificResearchProject” Institute)

Abstract

Briefly information about Oil recovery modelling methods were dealt in the article. Based on the complexed correlation-regression and factor analyses it was precised oilrecovery models for each reservoir drive rejime. According to constructed dendroid scheme were recomended the geological-fields arrangements for rational development of remaining oil reserves.



QUYULARIN QAZILMASI

УДК 622.24

ПРОБЛЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Э.М.Сулейманов, Н.С.Гамидов

НИПИ “Нефтегаз”

До последнего времени проблема качественного цементирования скважин, сооруженных для добычи нефти и газа, сводилась к предотвращению потерь добываемого топлива, а также обводнения месторождений и добываемой нефти. Значительное расширение географии бурения, глубины и числа бурящихся скважин, расширение области использования глубоких скважин и буровой технологии (как для добычи полезных ископаемых, в том числе минеральных солей, тепла недр и др., так и для сооружения подземных хранилищ, газификации углей, захоронения вредных и опасных промышленных отходов) заставляет взглянуть на проблему цементирования скважин с несколько иной стороны.

Цементирование играет решающую роль в создании изоляционного комплекса скважин. Еще совсем недавно нормой его долговечности служил предполагаемый срок разработки нефтяного или газового месторождения. Теперь же становится все более очевидной недостаточность такого подхода [1].

Изоляционный комплекс скважины должен обладать абсолютной долговечностью. Только в этом случае может быть обеспечена защита природной среды от непредвиденных последствий в отдаленном (а в некоторых случаях и в ближайшем) будущем. К таким непредвиденным последствиям может привести попадание в недра биологически зараженных сред с поверхности, проникновение в гидродинамически открытые горизонты, а затем и на поверхность захороненных в недрах промышленных отходов, горючих или ядовитых природных газов, радиоактивных продуктов подземных ядерных взрывов, изменение напряженного состояния горных массивов с вытекающими из этого сейсмическими последствиями, а также мно-

гое другое, о чем мы еще не знаем.

Положение осложняется тем, что человечество уже соорудило миллионы скважин и продолжает ежегодно увеличивать их число, не учитывая того, что в случае недолговечной изоляции очень трудно будет своевременно обнаружить и ликвидировать возникновение опасных перетоков.

Техническая задача, решаемая при цементировании скважины, сводится в сущности к тому, чтобы воссоздать в определенных участках ствола скважины излишне выбуренную горную породу. Чем ближе по составу и свойствам эта искусственная горная порода будет к естественной, тем больше оснований надеяться на ее долговечность. В составе продуктов гидратации портландцемента, металлургических шлаков и других широко применяемых в настоящее время вяжущих веществ обнаружены минералы, существующие в природе, устойчивость которых доказана длительным существованием в соответствующих геологических условиях.

Портландцемент стали в свое время широко применять для цементирования скважин потому, что он является быстротвердеющим вяжущим веществом. Быстрое затвердевание обусловлено его высоким химическим потенциалом, обеспечивающим не только быстрое образование новой твердой фазы, но и специфическими свойствами этой фазы, необходимыми для процесса твердения, в том числе - высокой дисперсности.

Разобшение проницаемых пород, вскрытых скважиной, будет надежным, если зацементированное кольцевое пространство (т.е. тампонажный камень и контакты его с обсадной колонной и горными породами) будет столь же непроницаемо для пластовых жидкостей,

как те породы, которые разделяют друг от друга проницаемые горизонты. Для этого необходимо полностью замесить буровой раствор тампонажным раствором в кольцевом пространстве; заменить фильтрационные корки из твердой фазы бурового раствора цементными корками или так преобразовать, чтобы их проницаемость и прочность были не хуже соответствующих характеристик тампонажного камня; устранить возможность фильтрации бурового раствора из одного горизонта в другой или к дневной поверхности, как через твердеющий тампонажный камень, так и по контактам камня с обсадной колонной и стенками скважины; устранить возможность разрушения камня и ухудшения его изолирующей способности в течение всего срока работы скважины.

Качество разобшения пластов в большой степени зависит от правильности выбора состава и свойств тампонажного раствора и камня. От прочности камня зависит его суффозионная устойчивость, т.е. сопротивление, которое камень способен оказывать размыву пластовыми жидкостями, стремящимися фильтроваться через него; при большой разности давлений между двумя смежными проницаемыми горизонтами касательные напряжения на стенках поровых каналов в камне могут быть достаточно велики, чтобы вызвать разрушение малопрочного камня. По этой причине участки скважин в зоне залегания продуктивных пластов, а также горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности необходимо цементировать растворами, из которых формируется высокопрочный, практически непроницаемый камень.

При этом необходимо повсеместно переходить к принятой ведущими мировыми фирмами [1] технологии цементирования с использованием двух пачек цементного раствора “Lead” и “Tail” (передняя и хвостовая части), причем хвостовая часть намного меньше передней.

Только реализация комплекса следующих мероприятий позволит добиться высокой полноты замещения бурового раствора тампонажным раствором: поддержание турбулентного режима в кольцевом пространстве при цементировании, хорошее центрирование обсадной колонны в скважине, движение колонны при цементировании, локальное завихрение потока против расширенных участков ствола, предотвращение перемешивания тампонажного раствора с буровым раствором, удаление с проницаемых стенок скважины фильтрационных корок, а с поверхности обсадной колонны – пленок бурового раствора, предотвращение кавернообразования в стволе скважины в процессе бурения [2].

С целью предотвращения перемешивания буровых и цементных растворов внутри обсадных колонн, а также контроля над окончанием цементирования необходимо использовать верхние и нижние разделительные пробки [3, 4]. Без нижней пробки буровой раствор, впоследствии удаляемый верхней пробкой, будет скапливаться под верхней пробкой и может заполнить до 5-10 м обсадной колонны диаметром 139,7 мм и 177,8 мм, спущенной на глубину 2000-2500 м, если пленка бурового раствора на стенке обсадной колонны имеет толщину всего 0,8 мм.

При турбулентном режиме течения в кольцевом пространстве полнота замещения бурового раствора тампонажным раствором, как правило, значительно выше, чем при других режимах. Поэтому с начала вытеснения тампонажного раствора в кольцевое пространство скорость течения в нем должна быть выше критической как для тампонажного раствора, так и для бурового раствора [5].

Восходящий поток тампо-

нажного раствора вытесняет буровой раствор равномерно по всему сечению кольцевого пространства только в том случае, если обсадная колонна расположена соосно стволу и радиальные зазоры между ней и стенками скважины по всему периметру примерно одинаковы. При несоосном расположении колонны в скважине тампонажный раствор стремится двигаться по тем участкам поперечного сечения, где радиальный зазор больше, а гидравлические сопротивления меньше. В участки с малыми зазорами тампонажный раствор либо вовсе не заходит (тогда в них промывочная жидкость остается неподвижной и загустевает), либо движется по ним с гораздо меньшей скоростью, чем по участкам с большим зазором. В результате к концу цементирования скважины в суженных участках остается значительный объем невытесненного бурового раствора.

В скважине почти всегда имеются локально расширенные участки, в которых находится застудневший буровой раствор. Степень вытеснения бурового раствора из таких участков, а также из суженных участков в случае плохого центрирования обсадной колонны можно существенно увеличить вращением или осевым перемещением последней на длину в несколько метров в период цементирования.

Если тампонажный раствор движется непосредственно за буровым раствором, то при их перемешивании нередко образуется высоковязкая тиксотропная смесь, из-за чего значительно возрастают гидравлическое давление на стенки скважины и давление в насосах, а полное вытеснение такой смеси тампонажным раствором становится часто невозможным. Образование подобных смесей в период движения внутри колонны можно предотвратить, применяя нижнюю и верхнюю разделительные пробки. При движении же в кольцевом пространстве эту функцию может выполнить специальная жидкость. Буферная жидкость не должна создавать высоковязких смесей как с промывочной жидкостью, так и с тампонажным раствором [6]. В

качестве буферных разделителей используются как вязкие (например, вода, водные растворы солей), так и вязкоупругие (например, смесь водных растворов полиакриламида, гексарезорциновой смолы и формалина) жидкости.

Анализ последних исследований ведущих мировых фирм показывает [1, 5, 6], что наилучшей в качестве буферной жидкости является комбинированная буферная жидкость, состоящая из двух типов - очень вязкой - “Space” и разжиженной - “Wash”. Контактная с буровым раствором буферная жидкость “Wash” разжижает буровой раствор, “моет” контактирующую поверхность - обсадные трубы и горные породы, смывает остатки шлама и фильтрационной корки с пород и из каверн. Идущая за ней вторая буферная жидкость - “Space” - очень вязкая, гелеобразная, вытесняет из затрубного пространства все то, что смыла первая жидкость, таким образом полностью очищая затрубное пространство для идущего следом цементного раствора.

Лучшему вытеснению бурового раствора из зон заземления и других застойных зон способствует прокачивание большого объема воды и водных растворов солей, щелочей и ПАВ. Смешиваясь с буровым раствором, они разжижают его, уменьшают статическое и динамическое напряжения сдвига и вязкость. Турбулентные вихри, возникающие при прокачивании таких жидкостей, способствуют разрушению гелевой структуры в застойных зонах.

Фильтрационная корка из частиц дисперсной фазы бурового раствора играет положительную роль в период цементирования, препятствуя быстрому обезвоживанию тампонажного раствора. Однако сохранившаяся после цементирования такая корка является наиболее слабым участком крепи, так как ее суффозионная устойчивость гораздо меньше, чем тампонажного камня, и может быть сравнительно легко разрушена под воздействием большой депрес-

сии, создаваемой для получения притока из продуктивного горизонта. Поэтому необходимо фильтрационные корки при цементировании либо сдирать со стенок и удалять, либо так химически преобразовывать, чтобы их суффозионная устойчивость и проницаемость были не хуже соответствующих характеристик тампонажного камня.

Для разрушения фильтрационных корок используются также специальные буферные жидкости, способные вступать в химические реакции с компонентами корки, растворять их или разрыхлять и ослаблять связи между частицами твердой фазы настолько, что восходящий поток тампонажного раствора может окончательно смыть их со стенок скважины.

Если при бурении применяется буровой раствор на углеводородной основе, то перед тампонажным раствором на водной основе прокачивают комбинированную буферную жидкость: сначала порцию жидкой углеводородной основы, потом порцию ПАВ моющего действия для удаления углеводородных пленок с поверхности колонны и скважины, а затем порцию чистой воды.

В любом случае объем буферной жидкости выбирают так, чтобы после вытеснения ее в кольцевое пространство давление на стенки скважины всегда было несколько выше пластового, но меньше давления поглощения на участке ниже башмака предыдущей обсад-

ной колонны.

По данным мировой статистики, процент вероятности установок цементных мостов через “голый конец” равен 50, причем целью установок мостов является получение устойчивого водогазонефтепроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и кавернозной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта и консервации или ликвидации скважин [7]. Поэтому рекомендуется способ качественной установки цементных мостов в скважинах и безаварийное получение герметичного и выдерживающего механические нагрузки цементного моста [8]. Эта задача достигается тем, что в способе установки цементных мостов в скважинах, включающих в себя закачивание цементного раствора через бурильные или насосно-компрессорные трубы под контролем с использованием пробок и устройства типа УКЗЦ, на нижний конец цементного моста закрепляют резино-пластичную пробку, а выше закачивают цементный раствор, транспортируемый через трубы, отцентрированные в интервале установки цементного моста с использованием цельнорезиновых цементируемых пробок с внутренним гидродинамическим отверстием (гидродинамической стабили-

зацией). Причем используются три цементируемые пробки, разделяющие буровой, цементный и буферный растворы, а при проведении процесса необходимо вращение и басбоширование подвески труб.

Перетоки пластовых жидкостей через зацементированное кольцевое пространство могут возникнуть в период загустевания и схватывания тампонажного раствора под влиянием значительной разности давлений в проницаемых горизонтах, расположенных сравнительно недалеко друг от друга, либо под влиянием аномально повышенного давления в одном из таких горизонтов, поскольку суффозионная устойчивость раствора невелика. Перетоки могут возникать и после формирования камня, если в крепи скважины появятся проницаемые участки или суффозионная устойчивость какого-либо участка будет недостаточна для их предотвращения, например, при вызове притока из продуктивного пласта [9].

Герметичность крепи в нижней части цементируемого интервала можно улучшить, если в период загустевания тампонажного раствора и формирования камня внутри эксплуатационной обсадной колонны поддерживать давление, близкое к давлению в период эксплуатации скважины. Это позволит предотвратить отрыв наружной поверхности колонны от камня и образование зазора между ними в результате радиального сжатия труб при создании депрессии.

Литература

1. Well Cementing, Second Edition. Editors E. Nelson, D.Guillot. Schlumberger. 225 Schlumberger Drive, Sugar Land, Texas, 77478, 2006. P.393-396, 511-522.
2. Weatherford general services and products catalog. Weatherford Internation Inc. 1360 Post Oak Bevd. Svite 1000 Houston , 77056, Texas, 1997. P. 15-22 .
3. Э.М.Сулейманов, Т.К.Аливердизаде. Организация промышленного выпуска и внедрение цементируемых цельнорезиновых пробок в Миннефтепроме, Мингазпроме, Мингео СССР - тр.АзНИПИнефть, 1988. С.41-44.
- 4.Цементируемая пробка Э.М.Сулейманова. А.С.№ 1500765, СССР, Б.И . № 30, 1989.
5. Baker HUGHES. Drilling Hydraulics Hughes, Christenstn hydraulics manual, Houston,USA, 2002. P.72-93.
- 6.Halliburton Cementing tables. Halliburton services, Duncan, OK 73536, USA, 2004. P.5-20, 43-51.
7. Э.М.Сулейманов, А.К. Бабаев Опыт по установке цементных мостов в сверхглубокой скважине СГ-1 Саатлы//Азербайджанское нефтяное хозяйство - 1988. №10. С.17-20.
8. Устройство для контролируемой установки цементных мостов УКЗЦ-73 (На представителя размерного ряда) МНП, Технические Условия ТУ 39-0135496-009-89 (разр. Э.М.Сулейманов), 16 с.
9. Э.М.Сулейманов. Крепление скважин в сложных условиях. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991. С. 52

Проблемы крепления скважин

**Э.М.Сүлейманов, Н.С.Гамидов
(НИПИ “Нефтегаз”)**

Реферат

В статье показана решающая роль цементирования скважин в вопросах предотвращения потерь добываемого топлива, обводнения месторождений, экологии и др. Рассмотрены решающие факторы проблемы вытеснения бурового раствора цементным, качества буферной жидкости, цементного раствора и камня, установок качественных цементных мостов и др.

В работе показаны современные пути повышения качества цементировочных работ в скважинах.

Quyuların bərkidilməsi problemləri

**E.M.Süleymanov, N.S.Həmidov
(“Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutu)**

Xülasə

Məqalədə çıxarılan yanacaq itkisinin qarşısının alınması, yatağın sulaşması, ekologiya və b. məsələlərdə quyuların sementlənməsinin böyük rolu olduğu göstərilir. Qazıma məhlulun sement məhlulu ilə sıxışdırılması bufer mayesinin, sement məhlulunun və daşının keyfiyyətini, keyfiyyətli sement körpüsünün qurulması və s. problemlərin həlledici amilləri göstərilmişdir.

İşdə, quyularda sementləmə işlərinin artırılmasının müasir yolları göstərilmişdir.

Problems of fastening of chinks

**E.M.Suleymanov, N.S.Qamidov
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)**

Abstract

In the article the main role of the cementation of chinks in questions of prevention of losses of extracted fuel, water deposits, to ecology, etc is shown. Determinatives on problems of replacement of a chisel solution cement, qualities of a buffer liquid, a cement mortal and a stone, installations of qualitative cement bridges are considered, etc.

In work modern ways of improvement of quality of cementing works to chinks are shown.



NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ İSTİSMARI

UOT 622.276

ABŞERONUN UZUN MÜDDƏT İŞLƏNMƏDƏ OLAN ÇOXLAYLI NEFT YATAQLARININ POTENSIAL İMKANLARININ AŞKAR EDİLMƏSİ VƏ SƏMƏRƏLİ MƏNİMSƏNİLMƏSİ YOLLARI

E.N.Ramazanada

“Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutu

Son zamanlarda uzun müddət işlənməyə olan yataqların qalıq ehtiyatlarının tam çıxarılmasına böyük diqqət verilir. Buna görə də işlənmənin son mərhələsində olan neft yataqlarının daha dəqiq öyrənilməsi və qiymətləndirilməsi üçün onun potensial imkanlarının tam aşkar edilməsi, bu istiqamətdə mövcud metodikanın nəzəri əsaslarının təkmilləşdirilməsi tələb olunur.

Ümumi sahəsi 8000 km² olan Abşeron neftli-qazlı rayonunun yataqları mürəkkəb tektonik quruluşa malikdir. Belə ki, qırıqlar əksər hallarda uzanmış assimetrik braxiantiklinal formada olub, zəncirvari xətlər üzrə düzülüşlər. Abşeron yarımadası, əsasən məhsuldar qatın kəsilişində, “abşeron fasiyası” lay dəstələrinin geniş yayılması ilə fərqlənir [1].

Abşeron ərazisini, mövcud əsas meyarlar üzrə, yataqların öyrənilmə səviyyələrinə görə (hələ öyrənilməmiş, axtarışda, kəşfiyyatda, işlənmədə, işlənmənin son mərhələsində olan yataqlar); geoloji quruluşun və kollektorların xüsusiyyətlərinə görə bircins, qeyri-bircins; yataqların tipinə görə lay, tektonik-ekranlaşmış, litoloji və struktur məhdudlaşmış; fəza boşluğunun tiplərinə görə məsaməli, çatlı, boşluqlu; karbohidrogen birləşmələrinə görə neft, qaz-kondensat; dağ-mədən şəraitinə görə müxtəlif dərinliklərdə olan, quru və dənizdə yerləşmiş yataqlar, işlənmə şəraitinə və mərhələlərinə görə, karbohidrogen resurslarının qiymətləndirilməsi və neft ehtiyatlarının hesablanması üçün müasir dövrdə mövcud olan bütün üsullar arsenalını tələb edən klassik bir nümunə hesab etmək olar [2]. Bu növ yataqların bir çoxunda bu gün resursların qiymətləndirilməsi, ehtiyatların hesablanması və mənimsənilməsi məsələlərinin tam həlli metodik baxımdan açıq qalır ki, bu da

mövcud üsulların təkmilləşdirilməsini, yeni üsulların yaradılmasını və bu əsasda ehtiyatların dəqiqləşdirilməsi tələbini irəli sürür.

Abşeron yarımadasının məhsuldar qat (MQ) çöküntüləri fasiləli və fasiləsiz gedən sedimentasiya prosesi ilə xarakterizə olunan qum, alevrit və gil süxurlarından təşkil olub. MQ-ın kəsiliş boyu öyrənilməsi sahə boyu öyrənilməsindən daha asandır. Kəsilişdə xronoloji baxımdan yeddiyə kimi ritmlər qeydə alınır: yeddinci ritm –suraxanı lay dəstəsi, altıncı – sabunçu lay dəstəsi, beşinci və dördüncü – balaxanı lay dəstəsinin alt hissəsi, o cümlədən “fasilə”, üçüncü–qırmaku üstü gilli və qumlu lay dəstəsi, ikinci–qırmaku və qırmakualtı lay dəstəsi; birinci isə - qala lay dəstəsidir [3].

MQ çöküntülərinin qalınlığı şimal-qərb istiqamətində azalır. Qalınlığın belə azalması həmin istiqamətdə tədricən layların aşağıdan yuxarıya kimi ardıcıl olaraq sıradan çıxması, yəni paylaşması ilə izah olunur.

Bu rayon ərazisində MQ çöküntüləri üzrə neft-qazlılığın gələcək perspektivliyinin əsas istiqamətləri aşağıdakılardır:

1. Antiklinalların uzaq qanadlarında, sinklinal zonaların qalxma istiqamətindən qeyri-antiklinal tipli yataqların aşkar edilməsi.

2. Neft və qaz yataqlarında, xüsusi ilə aşağı MQ horizontları üzrə yatağın sahəsi boyu lay rejimləri sərhədlərinin dəqiqləşdirilməsi, kəsilişdə qalınlığı az olan laycıqlarda sınaq işlərinin artırılması.

3. Uzun müddət işlənmədə olan çoxlaylı blokvarı yataqların kəşfiyyat prosesinin başa çatdırılması, o cümlədən MQ çöküntülərində peyk yataqların axtarışında tektonik blok, stratigrafik mərtəbələrin kəşfiyyatı ilə bağlıdır.

4. Ehtiyatın mənimsənilmə effektivliyinin və NVƏ-nin artırılması ilə bağlıdır.

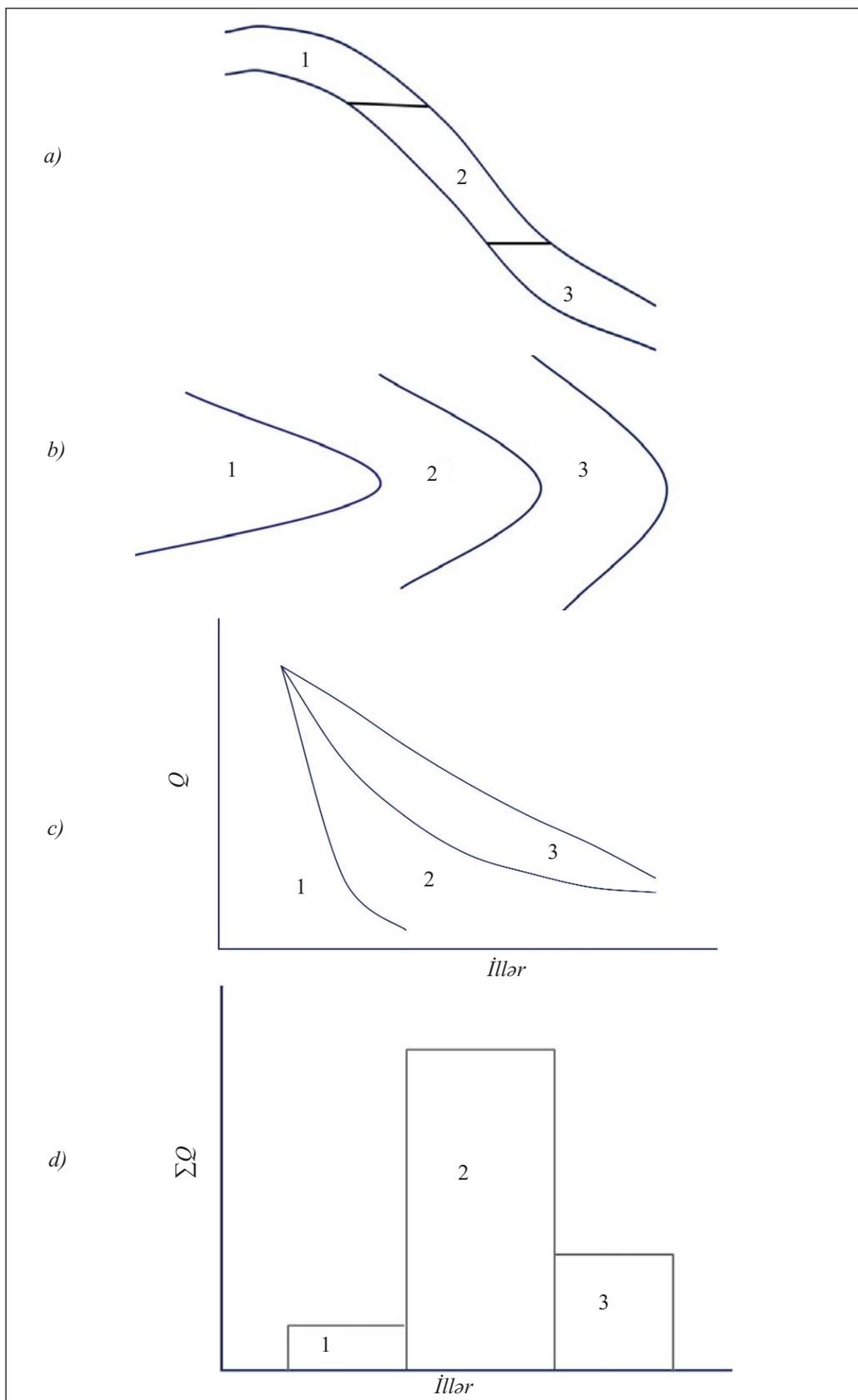
5. İşlənmənin başa çatdırılması layihəsinin tərtibində “adaptasiya” faktoru nəzərə alınmalıdır.

Bu baxımdan potensial imkanların aşkar edilməsi və qalıq neft ehtiyatının və hasilatın MQ-ın kəsiliş və fərdi yatağın sahəsi boyu paylanmasının qrafik modelləri verilir (şəkl.1) [4].

Birinci və ikinci məsələlər Abşeron yarımadasında uzun müddət işlənmədə olan çoxlaylı neft yataqlarında işlənmə nəticələrinin ümumiləşdirilməsi, hasilat və qalıq neft ehtiyatlarının kəsiliş və zonalar boyu paylanmasının müəyyən edilməsi, üçüncü məsələdə isə metodiki rəylər, yəni yataqların işlənməsi nəticəsində sahə boyu sulaşma səviyyəsinin təyini araşdırılmalıdır.

İşlənmədə olan neft yataqlarının ən dəqiq xarakterizə edən göstəriciləri: cari neft və maye hasilatının dinamikası, cəmi neft hasilatının geoloji neft ehtiyatına olan nisbəti (neftvermə əmsali), bir qazılmış quyuya düşən ilkin və qalıq çıxarıla bilən ehtiyatı (ÇBE), qalıq ÇBE-nin illik mənimsənilmə tempi, quyuların istismar dövrü, cəmi qazılmış fəaliyyətdə olan və fəaliyyətsiz quyuların sayı, vahid miqdarda çıxarılan neft hasilatının xüsusi iqtisadi tutumudur.

Məlumdur ki, respublikamızın neft yataqlarının və onların mənimsənilməsinin əsas xüsusiyyətləri, həmin yataqların kəsiliş boyu neftli olması və bir çox fərdi yataqlardan ibarət olması, onların işlənmə sistemində obyektlərin aşağıdan yuxarı istismara daxil edilməsi, bu zaman işlənmə üzrə yatağın kəsilişində bir neçə mərtəbə ayırd edilməsi və, nəhayət, hər bir



Şək.1. Layların yatım bucağı 10° böyük olan yataqlarda struktur üzrə tagın (1), orta (2) və konturyanı (3) zonaların ayırd edilməsi:

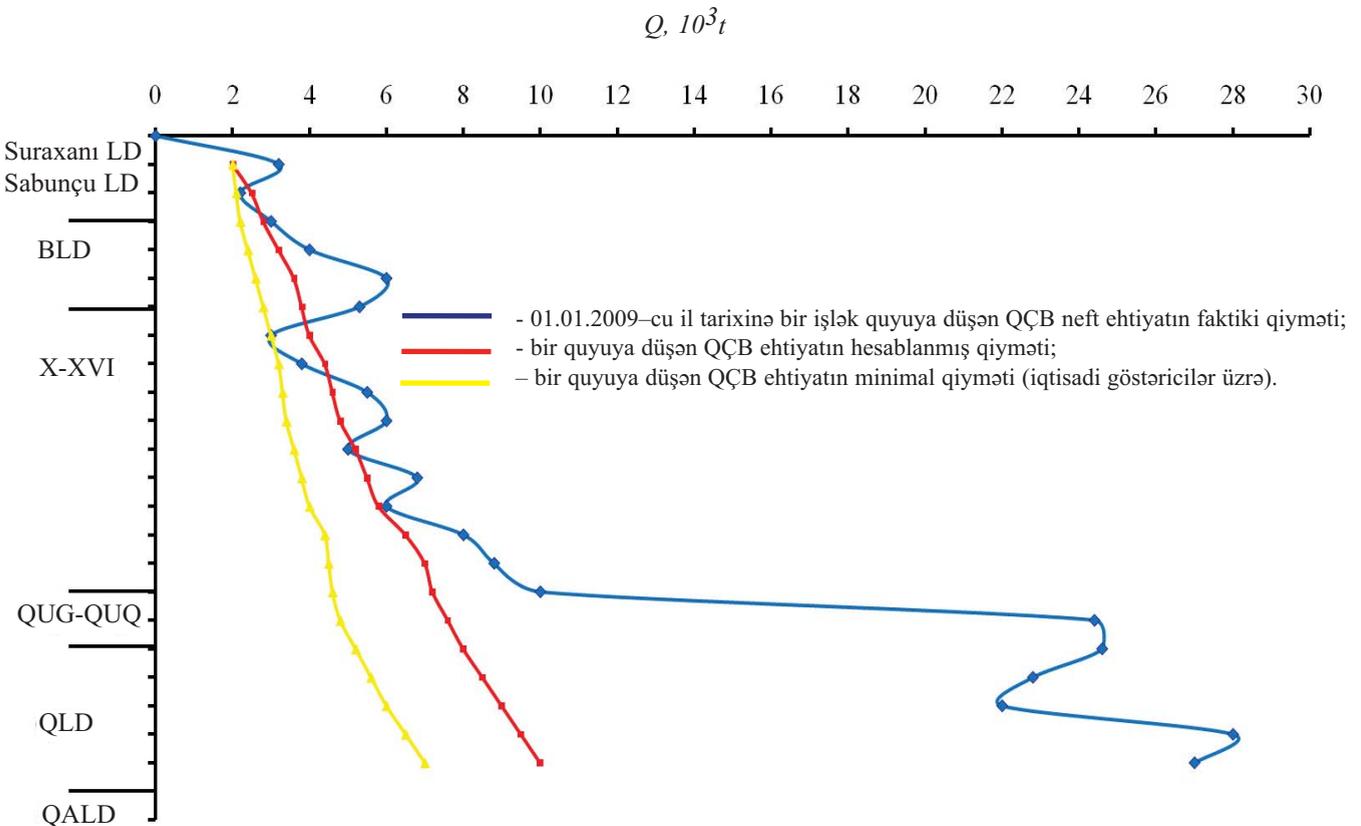
- Geoloji profildə;
- Struktur xəritədə;
- Neft hasilatının zonalar üzrə dinamikası;
- Cəmi neft hasilatının zonalar üzrə paylanması

mərtəbə və işlənmə mərhələlərinin bazis və qaytarma obyektlərinə ayrılmasıdır. Qeyd etmək lazımdır ki, bu obyektlərin ehtiyatları eyni səviyyədə işlənməmişdir. Qalıq ehtiyatın həm kəsiliş, həm də sahə boyu qeyri-bərabər paylanması səbəblərindən biri də quyuların işlənmə müddətləri arasında olan kəskin fərqdən ibarətdir. Əsas fərq, yataqlar tükənmə rejimində işləndiyi üçün, işlənmə müddətinin olduqca uzun (75-120 il), fərdi yataqda isə quyuların işlənmə müddətinin az olmasıdır (orta hesabla 10-15 il). O cümlədən, çoxlaylı yataqda hipsometrik, daha dərinə olan fərdi yataqdakı fondan çıxmış quyuların yuxarıdakı yataqlara qaytarılması da həmin yataqlardakı ehtiyatın qeyri-bərabər mənimsənilməsinə səbəb olur. Yəni yuxarıda yerləşmiş yataqlarda daha çox quyuyu istismarda iştirak etdiyi üçün (qaytarma quyularının hesabına) qalıq ehtiyatı azalır (şəkl.1).

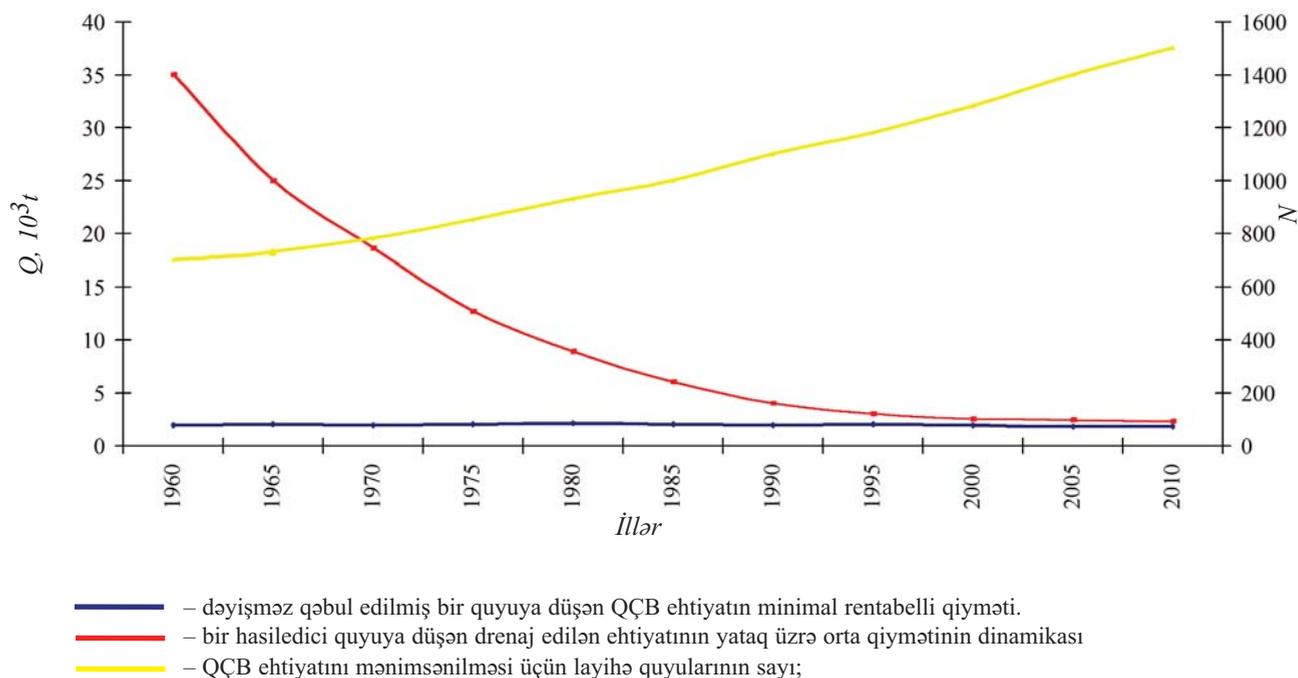
Şəkl.2-də Bibiheybət yatağı timsalında 01.01.2009-cu il tarixinə hər bir fərdi yataq (işlənmə obyekti) üzrə bir quyuya ehtiyatın kəsiliş boyu paylanması sxemi verilmişdir. Həmin qrafikdən görünür ki, vahid həcmə və ya 1 quyuya düşən qalıq çıxarıla bilən ehtiyatın miqdarı dərinlik artdıqca artır. Belə ki, məhsuldar qatın alt horzontlarında qalıq ehtiyatın xeyli artması (potensial imkanlardan birinin aşkar olunması) işlənmənin başa çatdırılması layihələrinin tərtibində öz əksini tapmalıdır. Bu işə işlənmə sisteminin daha səmərəli aparılmasına imkan verir (şəkl.3) [5].

Fərdi yataqları, strukturundan asılı olaraq, yatağın məhsuldar sahəsi üzrə əsas üç zonaya ayırmaq olar (şəkl.1). Bu zonalar bir çox hallarda öz aralarında lay rejimləri və onların qarşılıqlı nisbətləri baxımından da fərqlənirlər. Belə ki, birinci zona daha çox həll olmuş qaz və qravitasiya rejimində, ikinci orta zona,

həm yatağın yuxarı hissəsindən, həm də orta zondan aşağıdakı sahələrdən neftin bu zonaya sıxışdırılması ilə səciyyələnir (qarışıq rejim) və nəhayət, üçüncü zona struktur üzrə hipsometrik baxımdan daha aşağıda yerləşməklə, çox zaman subasıq rejimin üstünlüyü ilə fərqlənir. Bununla əlaqədar olaraq bu zonalar öz aralarında həm də neftvermə əmsallarının qiymətləri ilə də fərqlənirlər. Zonalar arası fərqi təşkil edən digər əsas amil, həmin zonaların məhsuldarlığı və işlənmə müddəti ilə bağlıdır. Birinci zonanın tam istismarı üçün lazım olan müddət yatağın tam işlənməsi üçün lazım olan müddətin 30-50 %-ni təşkil edərsə, üçüncü zona üçün bu müddət 50-70 % təşkil edir. İkinci zonanın iş müddəti yatağın tam işlənməsi müddətinə bərabərdir. Bununla bağlı olaraq həmin zonalar üzrə ehtiyatın mənimsənilməsi üçün lazım olan quyuların sayı da öz aralarında kəskin fərqlənir.



Şəkl. 2 Bibiheybət yatağının fərdi işlənmə obyektlər üzrə bir quyuya düşən qalıq çıxarıla bilən (QÇB) ehtiyatın kəsiliş boyu paylanması



Sək. 3 Drenaj edilən neft ehtiyatının dinamikası və layihə quyularının sayı

Yuxarıda deyilənlər, əsasən qarışıq və subasqı rejimində işləyən yataqlara şamil oluna bilər. Odur ki, işlənmənin başa çatdırılması layihəsinin tərtibində quyuların müəyyən edilərkən həmin zonaların xarakterinin nəzərə alınması məqsədəuyğundur. Odur ki, bütöv yataq üzrə layihədə quyuların sayının müəyyən edilməsində, quyuların işlənmə müddətləri nəzərə alınmalıdır.

$$\sum t_0 = \sum t_1 + \sum t_2 + \sum t_3 \quad (1)$$

Burada $\sum t_1, \sum t_2, \sum t_3$ - zonalar üzrə quyuların cəmi iş müddəti, $\sum t_0$ - yataq üzrə quyuların cəmi iş müddətidir.

Əgər bir quyunun orta işlənmə müddəti zonalarla müvafiq - T_1, T_2, T_3 olarsa, onda quyuların sayı aşağıdakı kimi müəyyən olunur:

$$N_1 = \frac{\sum t_1}{T_1}, \quad N_2 = \frac{\sum t_2}{T_2}, \quad N_3 = \frac{\sum t_3}{T_3} \quad (2)$$

burada N_1, N_2, N_3 - yatağın işlənmə layihəsinin tərtibində zonalar üzrə tələb olunan ümumi quyuların sayıdır.

Beləliklə, yatma bucağı böyük olan (10° böyük) laylara malik antiklinal strukturlu fərdi neft yataqlarında işlənmə layihələrinin tərtibində (periodik olaraq) layihə quyularının sayı təyin edildikdə, lay rejimlərini də nəzərə almaqla, sahə üzrə differensiasiya edilməsi, yəni yatağın geoloji quruluşunun nəzərə alınması məqsədəuyğundur.

İqtisadi cəhətdən geoloji faktorlar nəzərə almaqla layihə quyularının sayının differensiasiyası, çoxsaylı yataqların bazis və qaytarma obyektlərinin quyuların sayını düzgün təyin etməklə, səmərəliliyin artması

baxımından böyük əhəmiyyət kəsb edir. Bununla da yataqların müxtəlif işlənmə mərhələlərində layihə quyularının obyektiv sayını müəyyən etməklə bərabər, iqtisadi itkilərin qarşısı alınır.

Bu həm də NVƏ-nin dəqiq təyin olunmasını, uzun müddət işlənmədə olan yataqlarda potensial imkanların aşkar edilməsi və ehtiyatın səmərəli mənimsənilməsi üçün olduqca vacibdir.

Nəticədə, respublikamızın çoxsaylı antiklinal tipli neft yataqlarında, ehtiyatın tam mənimsənilməsi, işlənmə effektivliyi, o cümlədən neftvermə əmsalının artırılmasında layihə quyularının sayının, məhsuldarlığının və işlənmə müddətinin geoloji faktorları əsasında differensial təyini böyük əhəmiyyət kəsb edir.

Ədəbiyyat

1. Геология Азербайджана, том VII. Нефть и газ: Баку: Нафта-Пресс, 2008. - 672 с.
2. И.И.Потапов. Абшеронская нефтеносная область: геологическая характеристика. - Баку, АН АЗССР, 1954.
3. I.S.Guliyev, L.E.Levin, D.L.Fedorov. Hydrocarbons potential of the Caspian Region: System Analysis: Moscow - Baku, 2003. - 120 p.
4. Т.Ю.Багаров, К.Н.Каграманов. Методические основы оценки запасов и коэффициентов извлечения нефти по геолого-промысловым данным: методы кривых падения и проектирования. - Баку, 2003. - 220 с.
5. Э.Б.Велиева. Геологические основы комплексной оценки ресурсов месторождений нефти и газа. - Баку, 2007. - 320 с.

Abşeronun uzun müddət işlənmədə olan çoxlaylı neft yataqlarının potensial imkanlarının aşkar edilməsi və səmərəli mənimsənilməsi yolları

**E.N.Ramazanzadə
("Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu)**

Xülasə

Uzun müddət işlənmədə olan yataqlarda, həlli tələb olunan problemlər arasında onun qalıq potensial imkanlarının aşkar edilməsi, tam mənimsənilməsi, və işlənmə səmərəliliyinin artırılmasını qeyd etmək olar.

Bunlardan birincisi, həmin yataqlarda kəşfiyyatın başa çatdırılması (həcmi-geoloji modelin qurulması və onun hərtərəfli işlənməsi prosesi ilə əhatə edilməsi), ikincisi isə - neftvermə əmsalının və işlənmə səmərəliliyinin artırılması ilə bağlıdır ki, bu da işlənmə layihəsində öz əksini tapmalıdır.

Bu məsələlərin həllində, yəni texnoloji göstəricilərin proqnoz edilməsində yataqların geoloji quruluşunun nəzərə alınması mühüm rol oynayır.

Belə ki, yataqların əsasən antiklinal tipli olması, müxtəlif rejimlərin sahə boyu paylanmasına səbəb olur yəni yatağın tağyanı, mərkəzi və konturyanı zonalarda lay rejimlərinin dəyişməsi, proqnoz məsələlərdə (məs quyu şəbəkəsinin sıxlığı, bəzə quyularının qazılması və s.) nəzərə alınması məqsəduyğundur.

Yataqların çoxlaylı blokvari olması bazis və qaytarma obyektlərin seçilməsində, yataqların yatma dərinliyi onun digər geoloji parametrləri ilə birlikdə kompleks halda öz əksini layihə sənədlərinin tərtibində tapmalıdır.

Beləliklə, qeyd edilir ki, işlənmə prosesinin son mərhələsində texnoloji göstəricilərin təyininə orta rəqəmlərə nisbətən meyar üzrə differensiasiya edilmiş göstəricilərdən istifadə edilməsi iqtisadi itkinin qarşını almaqla bərabər həm də işlənmənin səmərəliliyini təmin etmiş olar.

Выявление потенциальных ресурсов и эффективное освоение многопластовых нефтяных месторождений Абшерона, находящихся в поздней стадии разработки

**Э.Н.Рамазанзаде
(НИПИ "Нефтегаз")**

Реферат

Среди важных задач в освоении месторождений, находящихся длительное время в разработке, являются выявление остаточных потенциальных ресурсов и их полное освоение, а также повышение эффективности разработки.

Из них первая задача связана с завершением разведки этих месторождений (построение объемно-геологической модели и всесторонний охват ее процессом разработки), а вторая – с коэффициентом нефтеотдачи и повышением эффективности разработки.

В решении этих проблем, то есть в прогнозировании технологических показателей разработки, имеют большое значение особенности геологического строения месторождения.

Так как залежи, в основном - антиклинального типа, то наблюдается изменение режимов эксплуатации по площади структуры в сводовой, центральной и приконтурной зонах, помимо того, при прогнозировании необходимо учитывать такие показатели, как плотность сетки скважин, количество восстановленных скважин и т.д.

При составлении проектов доработки базисных и возвратных горизонтов должны найти свое отражение многопластовость и расчлененность на блоки структуры в комплексе с глубиной залегания залежей и другими геологическими характеристиками.

Итак, технологические показатели на поздней стадии разработки, дифференцированные по различным критериям, в сравнении с их средними зональными значениями, более реально обеспечивают эффективность разработки и снижение экономических потерь.

Revealing of potential resources and efficient development of Absheron polybedal fields, being at the late stage operation

**E.N.Ramazanzade
("OilGasScientificResearchProject" Institute)**

Abstract

Among the important problems for the long time in operation fields are revealing of residual potential resources and their full extraction, and increase of development efficiency too.

From them the first problem is connected with exploration drilling finish of these fields (construction of volume-geological model and all-round coverage by its development process), and the second – with oil recovery factor and increase of development efficiency.

In the solution of these problems, that is in forecasting of development technological indicators of a geological structure feature of a field have great value.

Because, usually, fields are anticline type, so change of reservoir drive is observed on the area in arcal, central and contournear structure zones, besides, at forecasting it is necessary to consider such indicators as well net density, quantity of the restored wells etc.

At development designing in a choice of basic and returnable horizons should find the reflection polyreservoirless and breaking on blocks structure in a complex with lain depth of fields and other geological characteristics.

So, at definition of technological indicators at a late stage the development differentiated indicators by various criteria, in comparison with average values provide development efficiency and decrease economic losses more really.

УДК 622.279.23

О СОЗДАНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ПРОГНОЗИРОВАНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СТРУКТУРЫ

В.Д.Абдуллаев, М.А.Гусейнов, К.М.Набиев, Н.Н.Гамидов

НИПИ “Нефтегаз”

Как эксплуатация старых газоконденсатных месторождений, так и исследование и разработка новых перспективных газоконденсатных структур являются очень важными отраслями современной нефтегазовой промышленности. Но введение в эксплуатацию новых структур, бурение скважин, разработка и внедрение различных методов и т.д. сопровождаются колоссальными финансовыми затратами. Поэтому создание проекта разработки, прогнозирование многовариантных предполагаемых показателей (в том числе технико-экономических) разработки таких структур до промышленной разработки имеют большое значение. Целью проектирования разработки нефтяных месторождений является формирование и выбор вариантов освоения продуктивных пластов, обеспечивающих эффективность эксплуатации залежей. Одним из основных направлений, ориентированных на достижение этой цели, является моделирование месторождений, позволяющих имитировать эксплуатацию при различных вариантах.

Моделирование позволяет инженеру понять геологию пласта и предсказать его поведение, количественно и качественно оценить реакцию пластов на различные технологические решения при различных сценариях разработки.

Прогнозирование поведения пласта используется для решения проблем, связанных с планированием, эксплуатацией и диагностикой на всех стадиях разработки месторождения.

Поэтому моделирование и прогнозирование различных показателей с помощью современных программных

продуктов, является основной частью проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений.

В данной работе, с использованием пакета программ «VIP», построены гидродинамические модели трех новых газоконденсатных структур – Абшерон, D8-D10 и Умид-Бабек, находящихся в Азербайджанском секторе Каспийского моря и имеющих огромные углеводородные запасы. Анализированы различные варианты разработки и прогнозированы показатели разработки.

С использованием непрерывных сейсмических данных были построены геологические модели структур Абшерон, D8-D10 и Умид-Бабек, а потом на базе этих моделей были построены гидродинамические модели.

а) По структуре Абшерон были построены модели горизонтов - НКП, ПК и КаС. С целью построения геологической и гидродинамической модели использовались нижеперечисленные параметры соответствующих горизонтов: глубины водогазовых контактов 6925, 7350 и 7500 м; начальные пластовые давления 120, 128 и 129,3 МПа, пластовые температуры 109, 114 и 115°C. Кроме этих параметров использовались показатели пористости, колеблющиеся в интервале 10-11,5%, проницаемости – $(11 \div 14) \cdot 10^{-3}$ мкм², общей мощности, меняющейся от 50-100 м, и эффективной мощности, варьирующей между 25-55 м.

Далее были спроектированы эксплуатационные скважины, с учетом на каждые 3км² площади одна скважина (рис. 1), был проведен анализ предполагаемых темпов изменения всех показателей по каждой скважине, горизонтам, а

также по всему месторождению за весь период разработки. Следует отметить, что ввод скважин в эксплуатацию производился с различной последовательностью и в итоге с помощью анализа многовариантных расчетов был выбран оптимальный вариант разработки (рис. 2).

б) По структуре D8-D10 были построены модели двух горизонтов – СП и НКП. Для построения модели использовались следующие параметры по горизонтам СП и НКП соответственно: глубины водогазовых контактов 7000 и 7525 м, начальные пластовые давления 128,8 и 129,4 МПа, пластовые температуры 119 и 122°C. А также использовались показатели пористости, колеблющиеся в интервале 9-10%, проницаемости - $(7,5-9,5) \cdot 10^{-3}$ мкм², общей мощности, меняющейся от 50-100 м, и эффективной мощности - от 50 до 80 м.

Были спроектированы эксплуатационные скважины, с учетом на каждые 3км² площади одна скважина (рис.3), прогнозированы все показатели разработки. Ввод скважин в эксплуатацию производился с различной последовательностью, и с анализом многовариантных расчетов был получен оптимальный вариант разработки (рис. 4).

в) По структуре Умид-Бабек были построены модели горизонтов – СП, НКП и ПК. С целью построения геологической и гидродинамической модели использовались нижеперечисленные параметры по горизонтам СП, НКП и ПК соответственно: глубины водогазовых контактов 6725, 6600 и 7100 м; начальные пластовые давления 102, 127,1 и 143 МПа, пластовые температуры

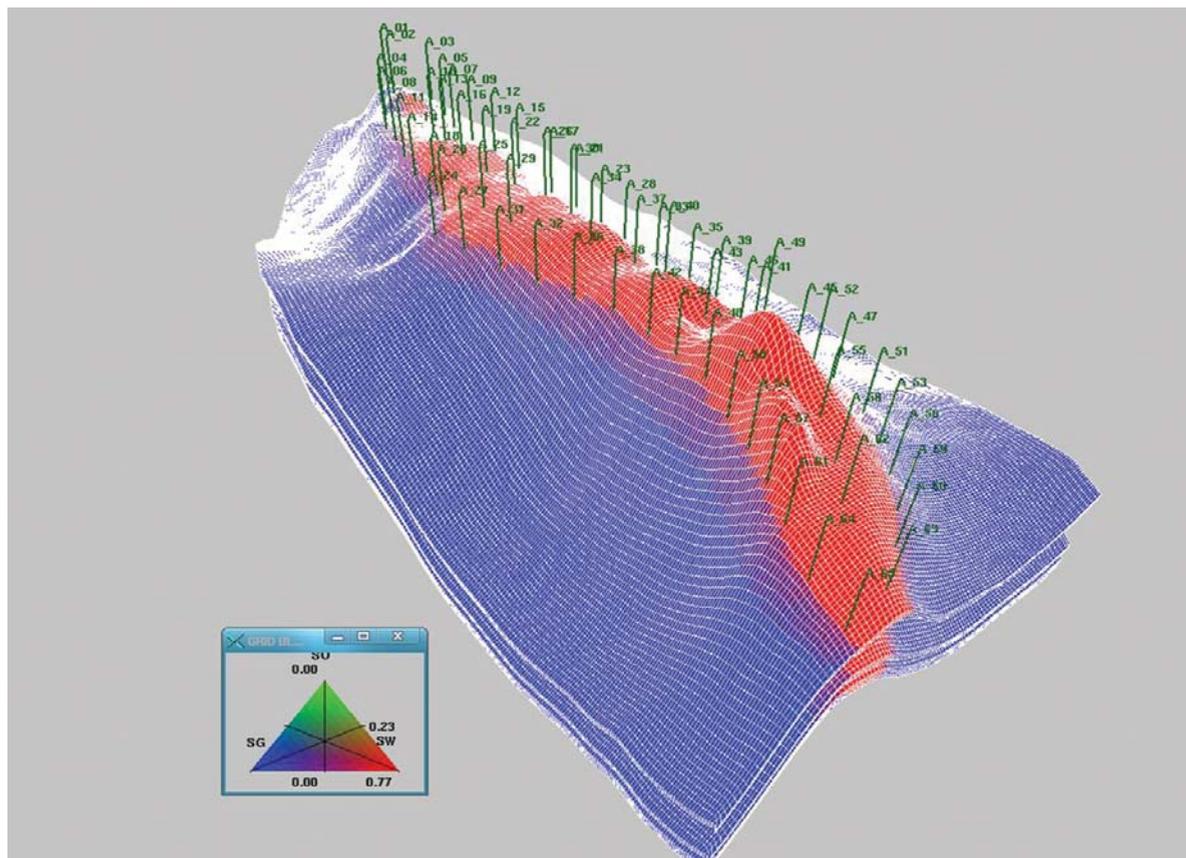


Рис.1 Трёхмерный вид гидродинамической модели структуры Абшерон

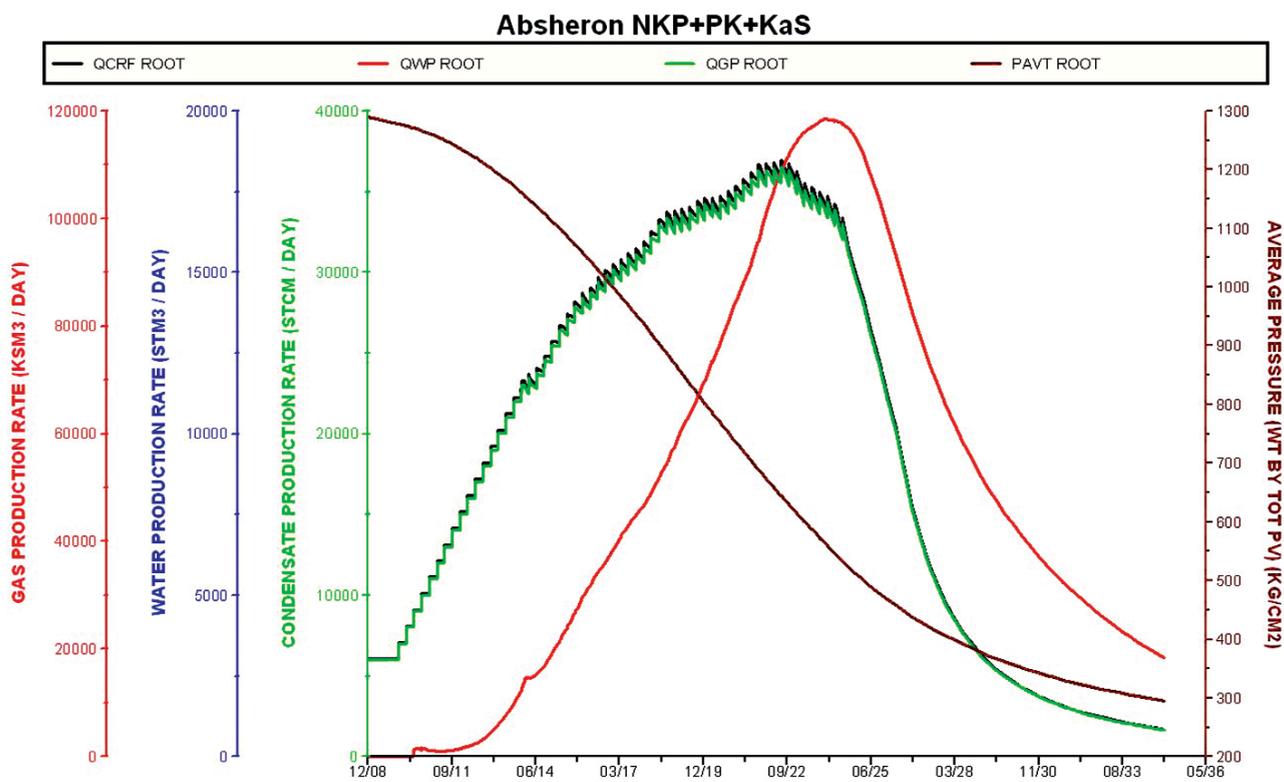


Рис.2 Прогноз показателей разработки структуры Абшерон

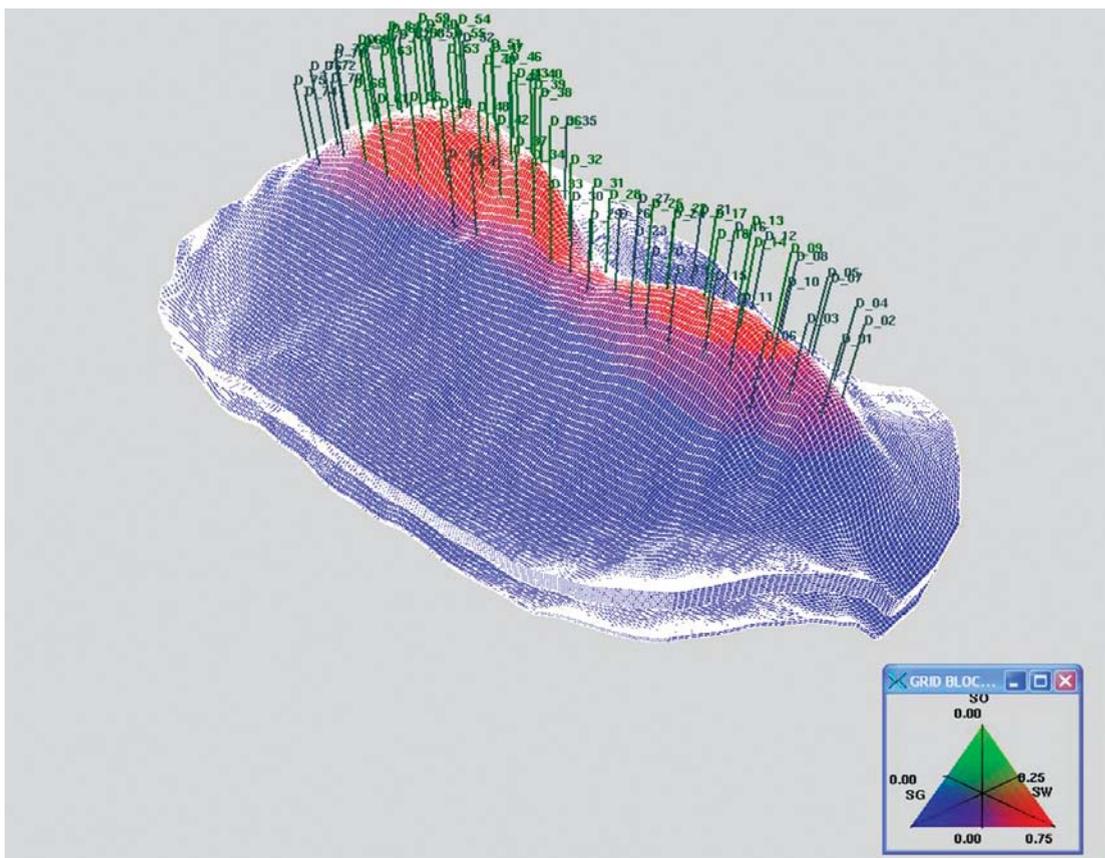


Рис.3 Трёхмерный вид гидродинамической модели структуры D8-D10

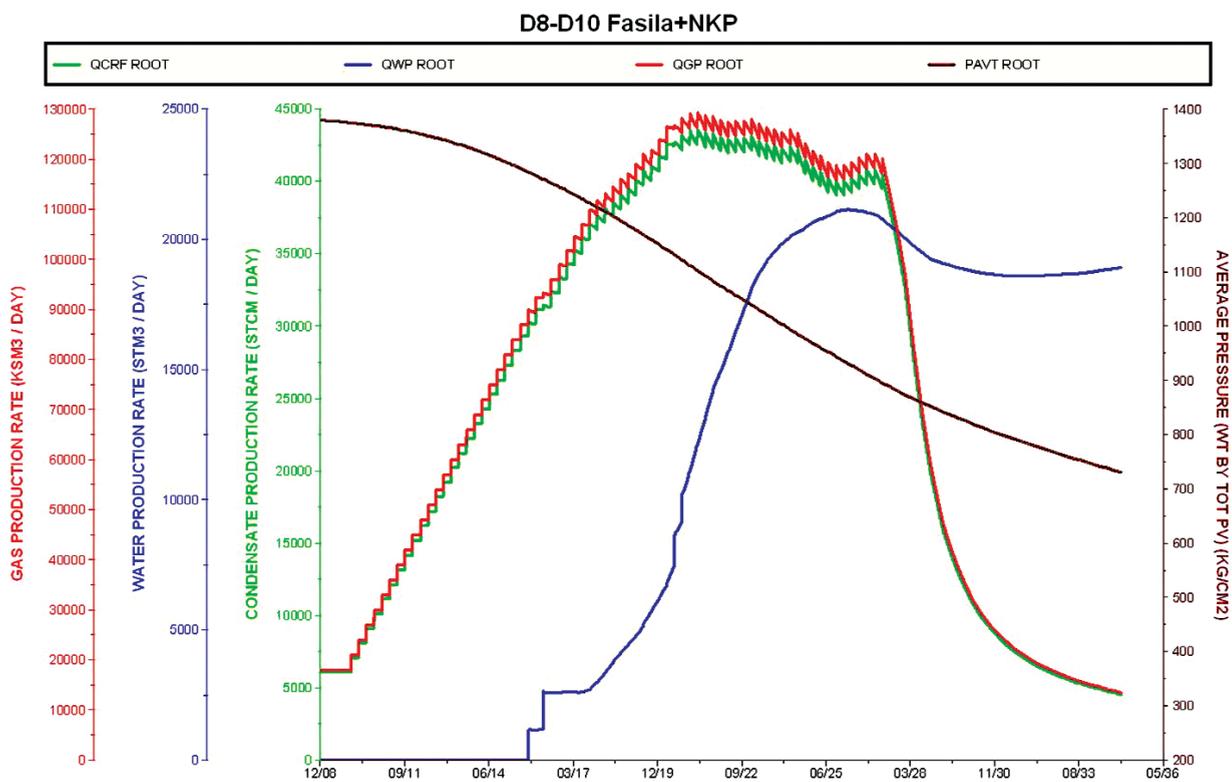


Рис.4. Прогноз показателей разработки структуры D8-D10

108, 109 и 114°C. Кроме этих параметров использовались показатели пористости, колеблющиеся в интервале 10,8-12,1%, проницаемости – $(11,2 \div 16,6) \cdot 10^{-3}$ мкм², общей мощности, меняющейся от 50 до 100 м, и эффективной мощности, варьирующей между 40-50 м. Далее были спроектированы эксплуатационные скважины, с

учетом на каждые 3км² площади одна скважина (рис. 5), был проведен анализ предполагаемых темпов изменения всех показателей за весь период разработки. Следует отметить, что ввод скважин в эксплуатацию производился с различной последовательностью и был выбран оптимальный вариант разработки (рис. 6).

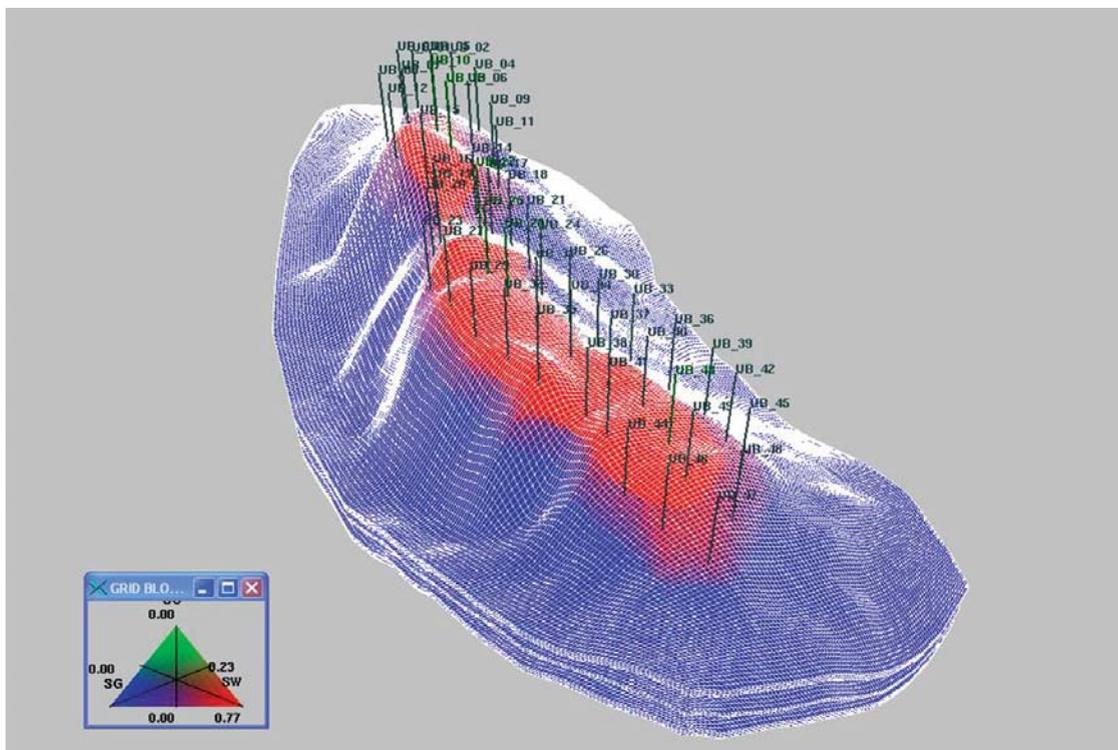


Рис.5. Трехмерный вид гидродинамической модели структуры Умид-Бабек

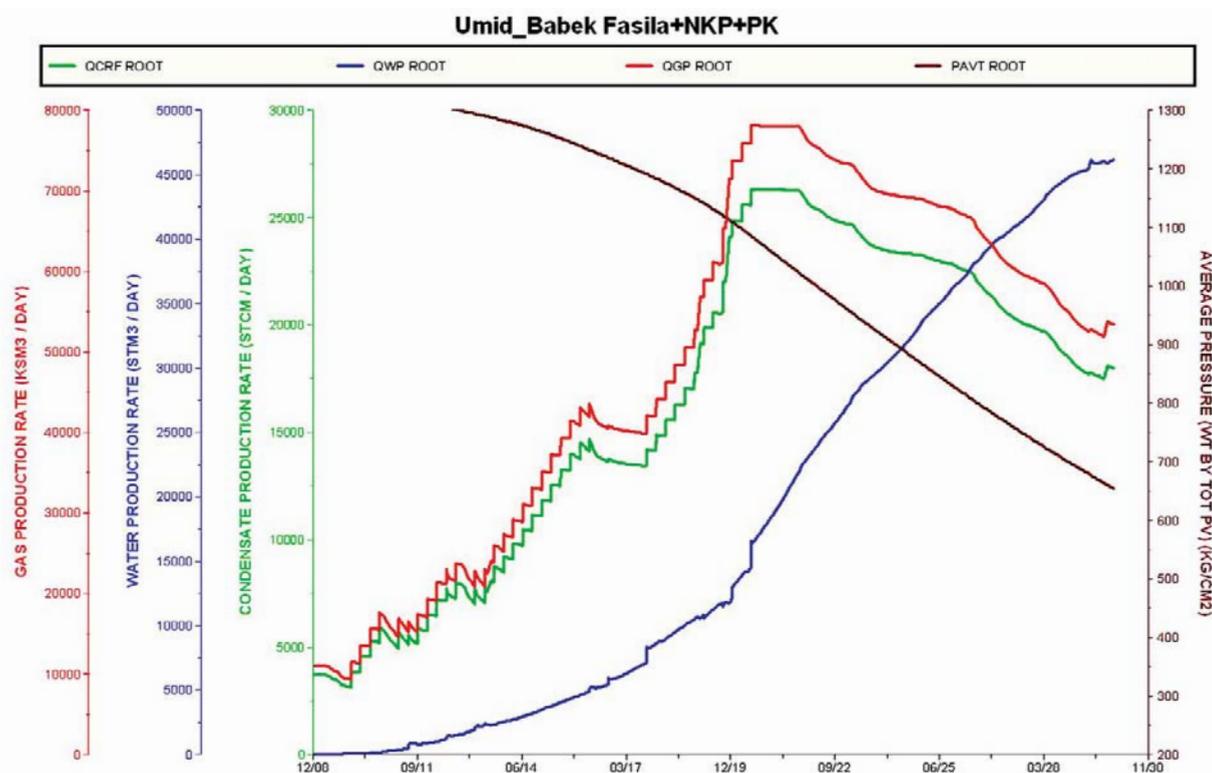


Рис.6. Прогноз показателей разработки структуры Умид-Бабек

Все три смоделированные структуры - газоконденсатное месторождение. Но, учитывая недостаточность данных о флюидах, была использована трехфазовая трехкомпонентная гидродинамическая мо-

дель. Спроектированы на структуре Абшерон - 65, на структуре Д8-Д10 72, на структуре Умид-Бабек - 49 скважин.

В будущем, используя результаты физико-химических и

термодинамических исследований, проводимых на образцах, взятых от полученной добычи, можно уточнить расчеты и тем самым дать более четкий прогноз разработки и эксплуатации месторождений.

Литература

1. Coats, Keith H. Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance. Journal of Petroleum Technology, Oct. 1985. PP. 1870-1886.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидромеханических процессов разработки месторождений углеводородов. Институт компьютерных исследований. - Москва – Ижевск, 2002. - 140 с.

О создании гидродинамической модели и прогнозировании показателей разработки перспективной газоконденсатной структуры

В.Д.Абдуллаев, М.А.Гусейнов, К.М.Набиев, Н.Н.Гамидов
(НИПИ “Нефтегаз”)

Реферат

Как эксплуатация старых газоконденсатных месторождений, так и исследование и разработка новых перспективных газоконденсатных структур являются очень важными отраслями современной нефтегазовой промышленности.

Прогнозирование многовариантных предполагаемых показателей разработки и эксплуатации таких структур до промышленной разработки имеют большое значение.

С использованием пакета программ «VIP» в данной работе построены гидродинамические модели горизонтов НКП, ПК, КаС по структуре Абшерон; СП, НКП по структуре Д8-Д10; СП, НКП, ПК - по структуре Умид-Бабек. Спроектированы эксплуатационные скважины, анализированы предполагаемые темпы изменения всех показателей по скважинам, по горизонтам и по месторождениям в целом за весь период разработки.

Perspektiv qaz-kondensat strukturlarının hidrodinamik modelinin qurulması və işlənmə göstəricilərinin proqnozlaşdırılmasına dair

V.C.Abdullayev, M.Ə.Hüseynov, K.M.Nəbiyev, N.N.Həmidov
(“Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

Köhnə qaz-kondensat yataqlarının işlənməsi ilə yanaşı, yeni perspektiv qaz-kondensat strukturlarının tədqiqi və işlənməyə cəlb edilməsi müasir neft-qaz və neft-kimya sənayelərinin inkişafında mühüm rol oynayır.

İşlənməyə başlamazdan əvvəl belə strukturların hidrodinamik modellərinin qurulması, müxtəlif variantlarda hesablamaların aparılması və ilkin optimal işlənmə layihəsinin tərtib olunması mühüm əhəmiyyət kəsb edir.

Məqalədə, VIP proqram paketindən istifadə etməklə Abşeron strukturunun QÜQ, QA və QaD; D8-D10 strukturunun Fasilə və QÜQ; Ümid-Babək strukturunun Fasilə, QÜQ və QA horizontlarının hidrodinamik modelləri qurulmuş, quyuların istismara başlaması ardıcılığının müxtəlif variantları üçün çoxsaylı hesablamalar aparılmışdır. Aparılmış çoxvariantlı hesablamaların nəticələrinin təhlili əsasında ilkin optimal işlənmə variantı seçilmişdir.

About the construction of hydrodynamic model and forecasting of reservoir performance of perspective gas-condensate structure

V.C.Abdullayev, M.A.Huseynov, K.M.Nabiyev, N.N.Hamidov
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)

Abstract

Both the exploitation of old gas-condensate fields and the exploration and development of new perspective gas-condensate structures play an important role for the growth of oil and gas producing industry.

The forecasting of multivariant supposed performance of structures before the industrial development is of great importance.

Hydrodynamic models of NKP, PK, KaS horizons of Apsheron structure, SP, NKP horizons of D8-D10 structure, SP, NKP, PK horizons of Umid-Babek structure have been constructed in the present paper using “VIP” program package. The production wells have been projected; the supposed changes of all factors of wells, horizons and reservoirs within the whole period of development have been studied.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАСЫЩЕННОСТЕЙ НЕСЖИМАЕМЫХ НЕСМЕШИВАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОМ ТЕЧЕНИИ В СРЕДЕ СО СЛУЧАЙНО-НЕОДНОРОДНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ И ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

О. А. Дышин

НИПИ “Нефтегаз”

Введение

Обычно задача вытеснения одной жидкости другой из пористой среды решается в детерминированной постановке без учета случайных неоднородностей среды. Однако, как известно [1], реальные пористые среды неоднородны в самом широком смысле слова. Расчеты, в которых используется неполная информация о пластовой системе, носящая к тому же случайный характер, будут более или менее грубо отражать свойства реального процесса движения и также в какой-то мере носить случайный характер.

Конечно, статистическая интерпретация ставит совсем нетривиальные задачи определения статистических характеристик пористых сред, трактуемых как случайные поля. Некоторые относительно простые задачи фильтрации в средах со случайными неоднородностями рассмотрены в [2]. Развитие исследований показало, что любые традиционные задачи гидродинамической теории фильтрации можно обобщить и сформулировать как стохастические в средах со случайными неоднородностями. Естественно, что новые задачи требуют адекватных методов решения, приводят к новым результатам и ставят, в свою очередь, новые проблемы, решение которых традиционными методами невозможно (см. [3, 4]). Это позволяет говорить о специфическом направлении механики пористых сред – стохастической теории фильтрационных процессов. Как отмечено в [1], более или менее строгая теория, позво-

ляющая рассматривать нефтеотдачу реальных неоднородных пластов, будет статистическим обобщением теории Раппопорта-Лиса (с учетом капиллярности) или, в более простых случаях, теории Баклея – Леверетта.

Стохастический подход к описанию двухфазной фильтрации в рамках модели Баклея – Леверетта был впервые предложен в [5]. Авторы рассматривали перемещение контуров равной насыщенности вытесняющей жидкости, вероятность продвижения контура в том или ином месте определялась на основе расчета распределения потоков фаз. Для описания неустойчивого вытеснения менее вязкой жидкостью более вязкой в стохастических моделях использовались также случайно блуждающие частицы [6], случайное передвижение фронта вытеснения с вероятностью, пропорциональной градиенту давления [7, 8]. Как указано в [9], стохастические модели [5-8] имеют ограниченные возможности для моделирования развития неустойчивостей течения, связанных с физико-химическими процессами в системе, состоящей из фильтрующихся фаз и вмещающей породы. Для преодоления этого ограничения в [9] была предложена стохастически-детерминистическая модель двухфазной фильтрации, использующая детерминистический расчет движения жидкости вдоль стохастических блуждающих, от контура нагнетания к контуру стока, лент тока. Необходимо отметить, что как в работах [5-8], так и в [9] относительные фазовые проницаемости (ОФП) жидкостей предполагаются детерминированными

функциями от насыщенности. Однако в случайно-неоднородной среде ее проницаемость является случайной функцией и для решения задачи двухфазной фильтрации в этом случае следует применять общие подходы к стохастическим динамическим системам [10, 11].

В настоящее время «рабочими» моделями поля случайных воздействий являются, в основном, лишь дельта – коррелированные гауссовские поля, а используемым математическим аппаратом – аппарат функционального интегрирования и дифференцирования [10,12-14]. Как показано в [10], кинетическое уравнение для стохастического уравнения Лиувилля, соответствующего квазилинейному уравнению в частных производных первого порядка относительно $u(x,t)$, можно получить статистическим усреднением по ансамблю случайных функций, если входящие в это уравнение случайные поля $F(t,u)$ - дельта-коррелированные во времени или представимы в виде $z(t) \cdot F(t,u)$, где $z(t)$ -процессы телеграфного типа, а $F(t,u)$ -детерминированные функции. Очевидно, что требование дельта-коррелированности во времени, используемое в [10] для расщепления корреляций и являющееся естественным для задач дисперсии в турбулентных потоках, неприемлемо для фильтрационных задач в случайно-неоднородных средах, поскольку в данном случае стохастичность порождена не зависимой от времени (и зависящей только от пространственной переменной)

гетерогенностью пористой среды. На это обстоятельство указано в работе [3] при построении замкнутых уравнений для плотности вероятности концентрации примеси, переносимой случайным полем скорости фильтрационного потока в неоднородной среде. Для построения кинетических уравнений, соответствующих квазилинейным уравнениям в частных производных, в работах [10-13,15] существенно используются методы описания случайных полей, основанные на вариационных (функциональных) производных, при этом для расщепления корреляций применяется формула Фуруцу-Новикова-Донскера [12] и ее обобщения. Однако для пользования подобными формулами нужно знать характеристический функционал случайного процесса, явный же вид его пока установлен лишь для гауссовского и пуассоновского процесса.

В этой связи в настоящей работе при рассмотрении задачи двухфазной нестационарной фильтрации в пористой среде со случайно-неоднородной пористостью и проницаемостью для статистических усреднений используется аппарат формул дифференцирования (ФД) [16], позволяющий проводить точное усреднение более широкого класса динамических стохастических систем, охватывающих модели дельта-коррелированных воздействий и воздействий с конечным временем спада корреляций. Для исследования задачи двухфазной фильтрации с векторным случайным процессом типа Кубо-Андерсона соответствующие кинетические уравнения представляются в виде бесконечной цепочки зацепляющихся уравнений для средних. Эти уравнения являются однородными линейными обыкновенными дифференциальными уравнениями с переменными коэффициентами. Обычно полагают, что ОФП представляются в виде полиномов степени k_0 ($k_0 \leq 4$) от насыщенности S [9]. Тогда, обрывая цепочку зацепляющихся уравнений на ее k_0 -м усечении, получим систему ли-

нейных обыкновенных дифференциальных уравнений в разрешенном относительно производных виде. Такая система уравнений решается известными методами, например, методом последовательных приближений [17].

1. Постановка задачи.

Рассмотрим схему процесса вытеснения из пористой среды нефти водой, происходящего в прямолинейной тонкой трубке, заполненной пористым материалом и наклоненной к горизонту под углом α (см. [18]). Координата x отсчитывается вдоль трубки по восходящему направлению:

$$0 \leq x \leq L$$

(L - длина трубки).

Поперечное сечение трубки (его площадь обозначим через A) предположим достаточно малым, чтобы давление и насыщенность можно было считать постоянными по всему сечению.

Будем полагать далее, что проницаемость K среды в случае течения через нее однокомпонентной жидкости, равно как и эффективные проницаемости K_C и K_{HC} для смачивающей и несмачивающей жидкости, являются случайными функциями от x , так что относительные фазовые проницаемости (ОФП)

$$\begin{aligned} k_C &= K_C / K, \\ k_{HC} &= K_{HC} / K \end{aligned} \quad (1.1)$$

являются также случайными функциями $K_C(x)$ и $K_{HC}(x)$. При этом вдоль всей трубки выполняются неравенства

$$\begin{aligned} k_C(x) &\leq 1, \\ k_{HC}(x) &\leq 1. \end{aligned} \quad (1.2)$$

Будем считать, что всюду в области течения выполняется закон Дарси. При этом следует иметь в виду, что гидродинамические давления P_C и P_{HC} и насыщенности S_C и S_{HC} , поскольку они определяются свойствами среды, заданными статистически, также являются случайными функциями координаты x . Очевидно,

что операции предельного перехода, дифференцирования, интегрирования случайных функций – проницаемости, давления и т. д. - следует понимать в вероятностном смысле [19].

Из закона Дарси для смачивающей и несмачивающей фаз получаем соответственно

$$q_C = -\frac{K_C A}{\mu_C} \left[\frac{\partial P_C}{\partial x} + \rho_C \cdot g \sin \alpha \right], \quad (1.3)$$

$$q_{HC} = -\frac{K_{HC} A}{\mu_{HC}} \left[\frac{\partial P_{HC}}{\partial x} + \rho_C \cdot g \sin \alpha \right], \quad (1.4)$$

где: q_C и q_{HC} - объемные расходы смачивающей и несмачивающей жидкости, разность

$$P_{HC} - P_C = P_K \quad (1.5)$$

по определению равна капиллярному давлению; μ_C (μ_{HC}) и ρ_C (ρ_{HC}) - вязкость и плотность смачивающей (несмачивающей) жидкости.

Условие 1⁰. Пористость среды представляется неслучайной непрерывно дифференцируемой функцией $m(\alpha_I(x))$ от случайной функции $\alpha_I(x)$.

Условие 2⁰. Проницаемости среды K_C и K_{HC} являются неслучайными функциями от случайных функций $\alpha_2(x)$ и $\alpha_3(x)$ соответственно, причем отношения (1.1) представляются неслучайными непрерывно дифференцируемыми функциями вида $g_C(S_C)$ и $g_{HC}(S_{HC})$, где S_C и S_{HC} зависят от векторного случайного процесса $a(x) = (a_1(x), a_2(x), a_3(x))$. Функции $S_C = S_C(a(x))$ и $S_{HC} = S_{HC}(a(x))$ полагаются непрерывно дифференцируемыми по a и могут иметь, в частности, аддитивный или мультипликативный вид зависимости от $a(x)$.

Условие 3⁰. Относительные фазовые проницаемости f_C и f_{HC} представляются функциями $f_C(S_C, \mu_C/\mu_{HC})$ и $f_{HC}(S_{HC}, \mu_C/\mu_{HC})$, непрерывно дифференцируемыми по первому аргументу.

Тогда с учетом условий $1^0 - 3^0$ будем иметь следующие уравнения неразрывности

$$\frac{\partial q_C}{\partial x} = -m(\alpha_1(x)) \cdot A \frac{\partial S_C(x,t,\alpha(x))}{\partial t}, \quad (1.6)$$

$$\frac{\partial q_{HC}}{\partial x} = -m(\alpha_1(x)) \cdot A \frac{\partial S_{HC}(x,t,\alpha(x))}{\partial t} \quad (1.7)$$

В задаче Баклея-Левретта насыщенности связаны соотношением

$$S_C + S_{HC} = 1. \quad (1.8)$$

Из (1.6) и (1.7) с учетом соотношения (1.8) получается уравнение

$$\frac{\partial}{\partial x}(q_C + q_{HC}) = 0, \quad (1.9)$$

так что полный объемный расход $q = q_C + q_{HC}$ остается неизменным вдоль трубки.

Вводя обозначения

$$f_C = \frac{q_C}{q}, \quad f_{HC} = \frac{q_{HC}}{q} = 1 - f_C \quad (1.10)$$

для относительного расхода смачивающей и несмачивающей жидкости, из уравнений (1.3) и (1.4) после элементарных преобразований получаем следующее уравнение для f_C [18]:

$$f_C = \frac{1 + \frac{K_{HC}A}{\mu_{HC}q} \left(\frac{\partial p_K}{\partial x} - \Delta \rho g \cdot \sin \alpha \right)}{1 + \frac{K_{HC} \cdot \mu_C}{K_C \cdot \mu_{HC}}}. \quad (1.11)$$

Если полный расход q очень велик и (или) поверхностное натяжение и разность плотностей очень малы, то имеет место приближенное равенство

$$f_C \approx \left(1 + \frac{K_{HC} \mu_C}{K_C \mu_{HC}} \right)^{-1} = f_C \left(S_C, \frac{\mu_C}{\mu_{HC}} \right). \quad (1.12)$$

т.е. величина f_C зависит только от насыщенности S_C и параметра μ_C/μ_{HC} с учетом зависимости отношения K_{HC}/K_C от S_C , сформулированной в условии 2^0 .

В этом приближении, с учетом условия 3^0 , имеем далее равенство

$$\frac{\partial f_C}{\partial x} = \frac{\partial f_C}{\partial S_C} \frac{\partial S_C}{\partial x},$$

подставляя которое в (1.6), получаем уравнение

неразрывности для смачивающей жидкости в виде
К такому же виду приводится и уравнение для

$$\left[\frac{q}{m(\alpha_1(x))A} \frac{\partial f_C}{\partial S_C} \right] \frac{\partial S_C(x,t,\alpha(x))}{\partial x} = \frac{\partial S_C(x,t,\alpha(x))}{\partial t}. \quad (1.13)$$

несмачивающей жидкости.

Для дальнейших рассуждений необходимо, чтобы случайные функции $\alpha_j(x)$ ($j=1,2,3$) имели непрерывно дифференцируемые выборочные реализации. Согласно [20], стационарный в широком смысле (или слабо стационарный) процесс $\alpha(x)$ эквивалентен процессу, выборочные функции которого с вероятностью 1 непрерывно дифференцируемы на любом конечном интервале, если его корреляционная функция $K(\tau), \tau = x_2 - x_1$ при $\tau \rightarrow 0$ удовлетворяет асимптотическому соотношению для некоторого $q > 3$.

$$6K(0) - 4K(\tau) - 4K(-\tau) + K(2\tau) + K(-2\tau) = 0 \left(\frac{|\tau|}{|\log|\tau||^q} \right) \quad (1.14)$$

В частности, условие (1.14) выполнено, если существует четвертая производная от $K(\tau)$ при $\tau=0$.

Будем полагать, что случайные функции $\alpha_j(x)$ ($j=1,2,3$), входящие в уравнение (1.13), удовлетворяют следующему условию.

Условие 4^0 . $\alpha(x)$ ($j=1,2,3$) являются стационарными (в широком смысле) случайными процессами с корреляционными функциями, удовлетворяющими соотношению (1.14).

Зададим при $t=0$ начальное условие

$$S_C|_{t=0} = S_C^0(\alpha(x)), \quad (1.15)$$

где $S_C(\alpha(x))$ - заданная неслучайная функция от $\alpha(x)$, непрерывно дифференцируемая по α .

Требуется найти распределение случайной функции $S(x,t,\alpha(x))$, при начальном условии (1.15) в области $G = \{(x,t) : 0 \leq x \leq L, 0 < t \leq T\}$.

2. Сведение задачи к системе обыкновенных дифференциальных уравнений.

Так как $\partial f_C / \partial S_C$ есть функция вида $g(S_C)$, уравнение (1.13) при любой фиксированной реализации случайного процесса $\alpha(x)$ является квазилинейным уравнением в частных производных первого порядка гиперболического типа с двумя независимыми переменными. В обозначениях $u(x,t,\alpha(x)) = S_C(x,t,\alpha(x))$, $\psi(\alpha(x)) = S_C^0(\alpha(x))$ задача (1.13), (1.15) запишется в виде

$$a(x,t,u)u_x + b(x,t,u)u_t = c(x,t,u), \quad (x,t) \in G, \quad (2.1)$$

$$u|_y = \psi(\alpha(x)), \quad 0 \leq x \leq L, \quad (2.2)$$

где:

$$\gamma = \{(x, t) : 0 \leq x \leq L, t = 0\}, \quad a(x, t, u) = \frac{q}{Am(\alpha_1(x))} g(u(x, t, \alpha(x))),$$

$$b(x, t, u) \equiv 1, \quad c(x, t, u) \equiv 0. \quad (2.3)$$

Наряду с условиями 1⁰-4⁰ потребуем выполнения следующих условий.

Условие 5⁰. Функция $\psi(x)$, входящая в условие (2.2), при всех $x \in [0, L]$ имеет непрерывную производную.

Условие 6⁰. Функции $m(\alpha_j)$ и $g(u)$ при любом конечном значении аргумента непрерывно дифференцируемы и $m(\alpha_j) > 0$.

Задача интегрирования уравнения вида (2.1) равносильна задаче интегрирования системы обыкновенных дифференциальных уравнений (СОДУ) [17]

$$\frac{dx}{ds} = a(x, t, u), \quad \frac{dt}{ds} = b(x, t, u), \quad \frac{du}{ds} = c(x, t, u), \quad (2.4)$$

Обозначим через \mathbf{x} вектор $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3)$, где $x_1 = x$, $x_2 = t$, $x_3 = u$ и через $U(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda))$ - неслучайную векторную функцию с компонентами

$$U_1(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)) = a(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)),$$

$$U_2(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)) \equiv 1,$$

$$U_3(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)) \equiv 0$$

при s , близких к $s=0$, и $\lambda_0 \leq \lambda \leq \lambda_1$; $\mathbf{x} = \mathbf{x}(s, \lambda)$ -векторная функция аргумента s и параметра λ , определенная в окрестности линии ℓ , задаваемой уравнением (2.2) и имеющей параметрическую форму

Тогда система обыкновенных дифференциаль-

$$\mathbf{x}_0 = \mathbf{x}_0(\lambda), \quad t_0 = t_0(\lambda), \quad u_0 = u_0(\lambda), \quad (\lambda_0 \leq \lambda \leq \lambda_1). \quad (2.5)$$

ных уравнений запишется в векторном виде как

$$\frac{d\mathbf{x}}{ds} = U(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)), \quad (2.6)$$

$$\text{где } \mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3), \quad U(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)) =$$

$$= (U_1(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)), U_2(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda)), U_3(\mathbf{x}, \alpha(s, \lambda))).$$

Система динамических уравнений (2.6) нелинейна как по самой динамической переменной \mathbf{x} , так и по флуктуирующим параметрам $\alpha_j(s, \lambda)$ ($j=1, 2, 3$)

3. Формулы дифференцирования статистических средних векторных случайных процессов Кубо-Андерсона

Векторный случайный процесс $\alpha(x)$ имеет четную корреляционную матрицу-функцию $\mathbf{R}(\mathbf{x}-\lambda, \mathbf{x}) = \mathbf{R}(\lambda)$, которую удобно аппроксимировать суммой экспонент, используя для этой цели экспоненциальную ортогональную систему $\{\tilde{e}_n|\mu|\}$ четных функций дискретного времени. Такая ортогональная система задается следующим образом [21]:

$$\tilde{e}_n|\mu| = \left[\frac{1}{\sqrt{2}} + \left(1 - \frac{1}{\sqrt{2}} \right) \delta_{on} \right] e^{-\frac{n}{2}|\mu|} e_n|\mu|, \quad (3.1)$$

где $e_n|\mu| = e_n(|\mu|)$; $e_n(\mu)$ - векторная функция со скалярными компонентами $e_n(\mu)$, образующими ортогональную систему экспоненциальных многочленов, определяемых в явной форме выражением

$$e_n(\mu) = \sqrt{\gamma_n} (-1)^n \sum_{m=0}^n \frac{(-1)^m (e^{(n+m)a} - 1)^{(n)} e^{-m \left(\frac{n-m-1}{2} \right) a}}{(e^{(n-m)a} - 1)^{(n-m)} (e^{ma} - 1)^m} e^{-ma\mu}, \quad (3.2)$$

$$\text{где } \gamma_n = \left(e^{2na} - e^{-a} \right) \cdot e^{-na}, \quad \left(e^{ma} - 1 \right)^{(n)} = \prod_{k=0}^{n-1} \left(e^{(m-k)a} - 1 \right)$$

Функции (3.1) удовлетворяют условию

$$\sum_{\mu=-\infty}^{\infty} \tilde{e}_n^*|\mu| \cdot \tilde{e}_k|\mu| = \sum_{\mu=0}^{\infty} e_n^*(\mu) e_k(\mu) e^{-a\mu} = \delta_{nk}, \quad (3.3)$$

т.е. четная экспоненциальная система $\{\tilde{e}_n|\mu|\}$ ортонормальна на интервале $(-\infty, \infty)$ и, следовательно, может использоваться для аппроксимации корреляционных функций дискретного переменного:

$$\mathbf{R}(\mu) = \sum_{n=0}^{N-1} \tilde{e}_n|\mu| r_n, \quad (3.4)$$

$$r_n = \sum_{\mu=-\infty}^{\infty} \tilde{e}_n^*|\mu| \mathbf{R}(\mu), \quad (3.5)$$

где N - спектральная размерность модели корреляционной функции.

Аппроксимация (3.4) корреляционной функции $\mathbf{R}(\mu) = \text{diag}\{\mathbf{R}_{11}(\mu), \mathbf{R}_{22}(\mu), \mathbf{R}_{33}(\mu)\}$ векторной случайной функции $\alpha(x) = (\alpha_1(x), \alpha_2(x), \alpha_3(x))$ равносильна аппроксимации каждой компоненты $\alpha_j(x)$ ($j=1, 2, 3$) конечными суммами процессов Кубо-Андерсона или, как их еще называют в физической литературе, обобщенными телеграфными случайными процессами [15]. По определению [16], процесс Кубо-Андерсона представляет собой ступенчатую функцию $\alpha(t)$ (условно будем считать переменную t временем, хотя это может быть и пространственная переменная), принимающая значения C_k с вероятностями P_k ($k=1, \dots, n$). Перескоки от одного значения к другому случайны, независимы и распределены однородно по времени с плотностью ν (т.е. на интервале dt в среднем происходит $\nu \cdot dt$ скачков). Корреляционная функция этого процесса является экспоненциальной с декрементом ν :

$$K(\tau) = \sigma^2 \exp[-\nu|\tau|], \quad (3.6)$$

где σ^2 - дисперсия процесса.

Рассмотрим векторный случайный процесс $\alpha(t) = (\alpha_1(t), \alpha_2(t), \alpha_3(t))$ с компонентами $\alpha_j(t)$, представленными в виде конечной суммы из N процессов Кубо-Андерсона, корреляционные функции которых определяются формулой (3.6) с декрементами ν_j и дисперсиями σ_j^2 . Если $\alpha_j(t)$ принимают значения $C_{k_j} = (1, \dots, n_j)$ с вероятностями $p_k^{(j)}$ и перескоки от одного значения к другому случайны, независимы и распределены однородно по времени с плотностью ν_j , то при условии

статистической независимости процессов $\alpha_j(t)$ ($j=1,2,3$) плотность распределения значений векторного случай-

$$Q(\alpha, t + \tau | \alpha', t) = e^{-v\tau} \prod_{j=1}^3 \delta(\alpha_j - \alpha'_j) + p(\alpha) (1 - e^{-v\tau}) \quad (3.7)$$

ного процесса $\alpha(t) = (\alpha_1(t), \alpha_2(t), \alpha_3(t))$ принимает вид где $\sigma(t)$ - функция Дирака. При этом перескоки процесса $\alpha(t)$ от одного значения $(c_{k_1}, c_{k_2}, c_{k_3})$ к другому будут случайны, независимы и распределены однородно по времени с плотностью $v = \min(v_1, v_2, v_3)$. Одноточечная плотность вероятности перехода $Q(\alpha, t + \tau | \alpha', t)$ из состояния $\alpha' = (\alpha'_1, \alpha'_2, \alpha'_3)$ в момент t в состояние $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3)$ в момент $t + \tau$ за конечное время τ равна

$$p(\alpha) = \sum_{j=1}^3 \sum_{k_j=1}^{n_j} \prod_{j=1}^3 p_{k_j}^{(j)} \delta(\alpha_j - c_{k_j}) \quad (3.8)$$

Кинетическое уравнение для одноточечной плотности вероятности в силу (3.7) имеет вид

$$\begin{aligned} \frac{\partial P(\alpha, t)}{\partial t} &= \lim_{\tau \rightarrow 0} \frac{1}{\tau} \left\{ \int Q(\alpha, t + \tau | \alpha', t) P(\alpha', t) d\alpha' - P(\alpha, t) \right\} = \\ &= -vP(\alpha, t) + \nu p(\alpha) \int P(\alpha', t) d\alpha' \quad (3.9) \end{aligned}$$

Используя выражение [16] для оператора, сопряженного оператору, определяемому правой частью (3.9), получим явный вид формулы дифференцирования (ФД) для статистических средних $\langle F(t, \alpha(t)) \Phi_t[a] \rangle$ в случае векторного процесса $\alpha(t)$:

$$\left(\frac{d}{dt} - \frac{\partial}{\partial t} \right) \langle F(t, \alpha(t)) \Phi_t[a] \rangle = -v \langle F \Phi_t \rangle + \nu \langle F \rangle \langle \Phi_t \rangle, \quad (3.10)$$

где $F(t, \alpha)$ - неслучайная функция переменных t и α , а $\Phi_t[a(\tau)]$ - функция t и функционал от значений $\alpha(\tau)$ при $t < \tau$ (запаздывающий функционал). В отличие от ФД для скалярного процесса Кубо-Андерсона [16], усреднение в (3.10) берется по значениям $\{c_{k_1}, c_{k_2}, c_{k_3}\}$, которые принимает α в момент времени t . Кроме того постоянная v в (3.10) определяется как $v = \min(v_1, v_2, v_3)$, где v_j - декремент случайного процесса $\alpha_j(t)$ ($j=1,2,3$).

При условии статистической независимости процессов $\alpha_j(t)$ ($j=1,2,3$) корреляционная матрица (3.4) имеет диагональный вид и при фиксированной спектральной размерности модели (3.4) каждую из случайных функций $\alpha_j(t)$ при наличии шумов можно аппроксимировать суммой конечного числа N процессов Кубо-Андерсона с декрементами $v_j^{(0)} = 0$, $v_j^{(i)} = a_j$, $v_j^{(2)} = 2a_j$, $v_j^{(N-1)} = (N-1)a_j$, где $a_j > 0$ - декремент процесса.

Формула дифференцирования для такого векторного случайного процесса запишется в виде (3.10) с

$$v = \min(v_1^{(N-1)}, v_2^{(N-1)}, v_3^{(N-1)}) \quad (3.11)$$

4. Усреднение нелинейной системы уравнений для характеристик

Обозначим для удобства переменную системы (2.6) через τ и запишем ее в виде

$$\frac{dx}{d\tau} = U(x, \alpha(\tau, \lambda)) \quad (4.1)$$

При определении вероятностных характеристик динамической переменной $x = (x_1, x_2, x_3)$, $x_1 = x$, $x_2 = \dot{x}$, $x_3 = u$, удовлетворяющей нелинейной СОДУ (4.1), обычно удобно исходить не непосредственно из системы (4.1), а из соответствующего ей стохастического уравнения Лиувилля

$$\left(\frac{\partial}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} U \right) \tilde{P} = 0, \quad (4.2)$$

являющегося кинетическим уравнением для плотности распределения. Здесь $P(x, \tau) = \langle P(x, \tau) \rangle$, где $\langle \dots \rangle$ означает среднее по значениям $\{c_{k_1}, c_{k_2}, c_{k_3}\}$, которые принимает случайный процесс $\alpha(\tau)$ в момент времени

$$\langle \dots \rangle = \int \dots p(c) dc \quad (4.3)$$

т.е. где функция $p(c)$ дается формулой (3.8).

Введем обозначения из [16]

$$P_k = \langle \hat{U}^k \tilde{P} \rangle, \quad (k=0,1,2,\dots) \quad (4.4)$$

$$\hat{U}g = \frac{\partial}{\partial x} U g = \sum_{j=1}^3 \frac{\partial}{\partial x_j} (U_j g) \quad (4.5)$$

(3.9) Усредняя обе части уравнения (4.2) по процессу $\alpha(\tau)$ и используя формулу дифференцирования (3.10), приходим к следующей цепочке зацепляющихся уравнений для $P_k(x, t)$:

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} + P_1 = 0, \quad (4.6)$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial \tau} + \nu \right) P_k + P_{k+1} = \nu \langle \hat{U}^k \rangle P, \quad (k=1,2,\dots)$$

с начальными условиями

$$P_{K(x,0)} = \sum_{k_1+k_2+k_3=k} \frac{\partial^{k_3}}{\partial x_3^{k_3}} \left(U_3 \left(\frac{\partial^{k_2}}{\partial x_2^{k_2}} \left(U_2 \left(\frac{\partial^{k_1}}{\partial x_1^{k_1}} (U_1 P(x,0)) \right) \right) \right) \right) \quad (4.7)$$

Обычно при рассмотрении задачи Баклея-Леверетта относительные фазовые проницаемости (ОФП) принимаются в виде функций [9]

$$f_1(S) = \begin{cases} 1 & 0 \leq S \leq S_*, \\ \left(\frac{S^* - S}{S^* - S_*} \right)^n & S_* \leq S \leq S^*, \\ 0 & S^* < S \leq 1; \end{cases} \quad (4.8)$$

$$f_2(s) = \begin{cases} 1 & 0 \leq s \leq S_*, \\ ((S^* - s)/(S^* - S_*))^{\gamma_2} & S_* \leq s \leq S^*, \\ 0 & S^* < s \leq 1. \end{cases} \quad (4.9)$$

Индексы 1 и 2 относятся к вытесняемой и вытесняющей фазе соответственно: S - насыщенность вытесняющей жидкости; S_* , S - пороговые насыщенности вытесняющей жидкости; γ_1 и γ_2 - показатели степеней, определяющие формы функций ОФП.

Принимая для f_c и f_{HC} представления в виде формул (4.8) и (4.9) с $\gamma_1 = \gamma_2 = K_0$, где $K_0 > 1$ - натуральное число, и полагая, что в системе (4.6), $K=1, \dots, K_0$ будем иметь $P_{K_0+1} = 0$ и, следовательно (4.6) превращается в конечную СОДУ относительно функций $P_K(x, \tau)$ ($k=0, 1, \dots, K_0$) с конечными условиями

$$P_k(x, \tau) = P_k(x, 0), \quad (k = 0, 1, \dots, K_0) \quad (4.10)$$

где $P_K(x, 0)$ определяются формулой (4.7) и $P(x, 0) = \langle \tilde{P}(x, 0) \rangle$ - среднее значение (по ансамблю реализаций $\{\alpha(s, \lambda)\}$) плотности распределения $\tilde{P}(x, s)$ в пересечении плоскостью $s=0$ фазового пространства системы (4.1).

Решив систему из K_0 уравнений (4.6) при начальных условиях (4.10), получим функции $P_K(x, \tau)$ ($k=0, 1, \dots, K_0$), где $P_0(x, \tau) = P(x, s)$ - среднее значение плотности распределения $\tilde{P}(x, s)$ в параметрическом (параметра λ) фазовом пространстве системы (4.1) при условии, что (x, t, u) лежит в окрестности G_h линии l . Тем самым определяется плотность распределения $P(x, t, u) = \langle \tilde{P}(x, t, u) \rangle$ решения $u(x, t)$ задачи (2.1)-(2.2) в области $G_h = \{(x, t) : 0 \leq x \leq L, 0 < t \leq h\}$ (h - малое число).

Усеченная система (4.6) ($K \leq K_0$) с начальными условиями (4.10) есть задача Коши для конечной СОДУ с переменными коэффициентами, решение которой легко получить, применяя метод

последовательных приближений (МПП) [17].

Полученное решение $u(x, t)$ в некоторой малой окрестности G_h линии l , определяемой уравнением $u = \Psi(\alpha(x))$, можно продолжить, принимая за начальное условие вероятностное распределение полученного по МПП решения при $t=h$. Продолжая этот процесс, получим вероятностное распределение значений $u(x, t)$ во всей области G .

Заключение

Предлагаемый в данной работе подход позволяет определить в точном виде распределение насыщенностей смачивающей и несмачивающей жидкости в нестационарном фильтрационном потоке в неоднородной среде со случайной пористостью и случайной проницаемостью, флуктуирующие параметры которых представляются в виде суммы конечного числа обобщенных телеграфных процессов (процессов Кубо-Андерсона). При этом проблема расщепления корреляций, возникающая при усреднении кинетических уравнений, решается на основе формул дифференцирования (ФД) статистических средних [16]. Эти формулы требуют применения обычного дифференциального исчисления, в то время как использование формул Фуруцу-Новикова-Донскера [12] и их обобщений [4, 10, 15] требуют применения функционального аппарата в связи с вычислением вариационных (функциональных) производных. В формулы дифференцирования статистических средних входят непосредственно параметры, фигурирующие в уравнениях динамики (или кинетики) флуктуаций, и собственно оперирование с этими параметрами, а не с самими решениями уравнений динамики флуктуаций (т.е. с многоточечными распределениями, характеристическим функционалом), делает аппарат ФД простым и экономичным.

Литература

1. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917-1967) / Под ред. Полубариновой-Кочиной П. Я. М.: Наука, 1969. 545с.
2. Швидлер М. И. Фильтрационные течения в неоднородных средах. -М.: Гос. науч. технич. изд.-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. 136 с.
3. Швидлер М. И. Статистическая гидродинамика пористых сред. -М.: Недра, 1985. 288 с.
4. Кляцкин В. И. Статистическое описание динамических систем с флуктуирующими параметрами. -М.: Наука, 1975. 239 с.
5. King M.V., Scher H. Probability approach to multiphase and multicomponent fluid flow in porous media // Phys. Rev. A, 1987. v.35, №2, p. 929-932.
6. Paterson L. Diffusion-limited aggregation and two-fluid displacement in porous media // Phys. Rev. Lett., 1984, v.53, №18, p. 1621-1624.
7. Sherwood Y. D., Nittmann. Gradient governed growth: the effect of viscosity ratio on stochastic simulations of the Saffman-Taylor instability // J. Physique, 1986, v.47, №1, p.15-22.
8. De Gregoria A. Y. Monte Carlo simulation of two-fluid flow through porous media at finite mobility ratio - the behavior of cumulative recovery // Phys. Fluids, 1986, v.29, №11, p.3551-3561.

9. Носков М. Д., Истомин А. Д. Стохастически-детерминистическое моделирование неустойчивого вытеснения несмешивающихся жидкостей // Матем. моделирование, 1999, т.11, №10. - С. 77-85.
10. Кляцкин В. И. Стохастические уравнения и волны в случайно-неоднородных средах. М.: Наука, 1980. 336с.
11. Манин А. С., Яглом А.М. Статистическая гидродинамика, Ч.1,2. – М.: Наука, 1965.- 639с.; 1967. - 720с.
12. Новиков Е. А. Функционалы и метод случайных сил в теории турбулентности. // Журн. эксперимент. и теорет. физики, 1964, т.47, вып.5(11), С. 1919 - 1926.
13. Татарский В. И. Некоторые методы решения стохастических дифференциальных уравнений. // Изв. вузов. Радиофизика, 1974, т.17, № 4. - С. 570-595.
14. Гихман И. И., Скороход А. В. Стохастические дифференциальные уравнения. К.: Наукова думка, 1968.
15. Кляцкин В. И. Стохастические уравнения глазами физика. Основные положения, точные результаты и асимптотические приближения. М.: Физматлит, 2001 528с.
16. Шапиро В. Е., Логинов В. М. Динамические системы при случайных воздействиях. Простые средства анализа. – Новосибирск: Наука, 1983. - 151с.
17. Смирнов В. И. Курс высшей математики. т. II М.: Физматгиз, 1961.- 628с.
18. Коллинз Ф. Течения жидкостей через пористые материалы./ Пер. с англ. М.: Мир, 1964.- 350с.
19. Пугачев В. С. Теория случайных функций и ее приложение к задачам автоматического управления. Физматгиз, 1960. - 659с.
20. Крамер Г., Лидбеттер М. Стационарные случайные процессы. Свойства выборочных функций и их приложения. М.: Мир, 1969. - 398с.
21. Перов В. П. Прикладная спектральная теория оценивания. М.: Наука, 1982. 432с.

Распределение насыщенностей несжимаемых несмешивающихся жидкостей при нестационарном течении в среде со случайно-неоднородной пористостью и проницаемостью

**О.А.Дышин
(НИПИ “Нефтегаз”)**

Реферат

Рассматривается задача двухфазной фильтрации несжимаемых несмешивающихся жидкостей в среде со случайно-неоднородной пористостью и проницаемостью. Для статистических усреднений ансамбля случайных функций используется аппарат формул дифференцирования. Этот математический аппарат позволяет получить точное усреднение для широкого класса динамических стохастических систем, охватывающих модели дельта-коррелированных воздействий и воздействий с конечным временем спада корреляций.

Təsadüfi qeyri bircins məsaməliliyə və keçiriciliyə malik mühitlə qarışmayan və sıxılmayan mayələrin qeyri-stasionar axını zamanı doymasının paylanması

**О.А.Дышин
(“Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutu)**

Xülasə

İşdə təsadüfi-qeyri bircins məsaməliliyə və keçiriciliyə malik mühitlə qarışmayan və sıxılmayan mayələrin iki-fazlı qeyri-stasionar süzülməsi məsələsinə baxılmışdır.

Təsadüfi funksiyalar üzrə ortalamalar aparmaq üçün differensiallama düsturları “aparatu”ndan istifadə edilmişdir. Bu riyazi “aparatu” delta-korrelə edilmiş və korelyasiyasının azalma müddəti sonlu olan təsirlərin modellərini əhatə edən geniş təsnifli dinamik sistemlərin dəqiq ortalamasını yerinə yetirməyə imkan verir.

Distribution of noncompressible and nonwetttable liquids at nonstationary flow in medium with randomly – heterogenic porosity and permeability

**O.A Dyshin
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)**

Abstract

The problem of two-phase filtration for noncompressible and nonwetttable liquids in the medium with randomly- heterogenic porous and permeability is discussed. For statistic averages on ensemble of random functions it the differentiation formulas apparatus is used. This apparatus permits to perform the precision average for wide class of dynamic system wich incorporates an models of delta-correlativity exposures and exposures with finite time’s fall down of correlation.

УДК 622.24:531.3

ДИНАМИЧЕСКАЯ КОНТАКТНАЯ РЕАКЦИЯ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ДИАМЕТРА ЗАМЯТЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ РОЛИКОВЫМИ ОПРАВКАМИ

Э. М. Аббасов

НИПИ “Нефтегаз”

Восстановление внутреннего диаметра замятых обсадных труб является трудновыполнимой и сложной операцией. От нее во многом зависит дальнейшая судьба скважины. Одним из способов восстановления диаметра поврежденного участка обсадной колонны является раскатка ее диаметра роликовыми оправками. Создаваемая при этом контактная динамическая реакция, воздействующая на поврежденный участок труб обсадных колонн, в основном, будет зависеть от физической и геометрической характеристики роликовой оправки и колонны бурильных труб, к которой она присоединена. Поэтому определение динамической контактной реакции при восстановлении диаметра замятых обсадных труб роликовой оправкой в зависимости от параметров колонны бурильных труб, на которой спущен данный инструмент, и разработка эффективных мер по улучшению ее работоспособности представляет как научный, так и практический интерес.

Собранную оправку с бурильной колонной спускают до поврежденного участка обсадных труб. Потом медленным вращением вводят ее в контакт с поврежденным участком труб обсадной колонны. Далее устанавливается определенное значение угловой скорости ω_0 и начинается процесс восстановления диаметра. При этом каждый раз, когда ролики входят в контакт с поврежденным участком трубы обсадной колонны, возникает динамическая контактная реакция, которая, воздействуя на него, восстанавливает замятый диаметр трубы. В спускаемую колонну вместе с оправкой следует всегда включать несколько утяжеленных бурильных труб (УБТ). Они необходимы как для регулирования значения контактной динамической реакции, так и для освобождения инструмента в случае его захвата. Рассмотрим колонну бурильных труб в нижней части, к которой присоединены несколько УБТ и роликовая оправка (рис.1).

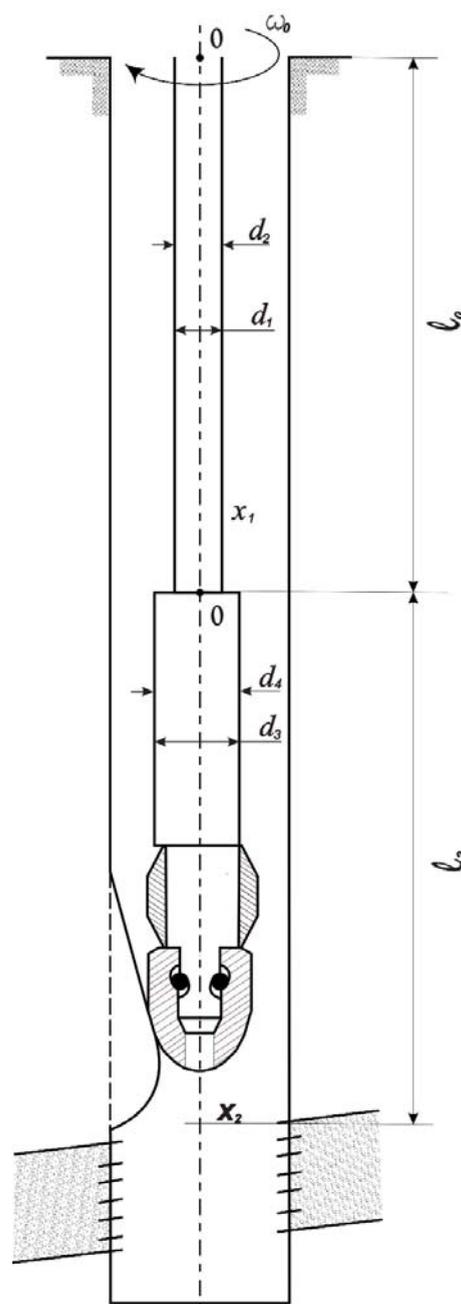


Рис.1. Расчетная схема

Искривлениями ствола скважины в отдельных ее частях пренебрегаем и колонны принимаем строго вертикально. Для восстановления поврежденного диаметра обсадной трубы, колонну бурильных труб вместе с инструментом вращаем с угловой скоростью ω_0 . Предположим, что в первом приближении в момент вступления роликовой оправки в контакт с поврежденным участком трубы, угловая скорость ее становится равной нулю.

Начало координатной оси x_1 поместим в верхнем конце бурильной трубы и направим ее вниз (рис.1), а начало оси x_2 , поместив в начальном сечении УБТ (рис.1), также направим вниз. Тогда уравнения крутильных движений сечений колонны бурильных труб примут вид (рис.1):

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial^2 \varphi_1}{\partial t^2} &= c_1^2 \frac{\partial^2 \varphi_1}{\partial x_1^2} - \frac{J_2 G}{J_{01}} \frac{\partial \varphi_2}{\partial x_2} \Big|_{x_2=0} \delta(x_1 - l_0) \\ \frac{\partial^2 \varphi_2}{\partial t^2} &= c_2^2 \frac{\partial^2 \varphi_2}{\partial x_2^2} + \frac{\partial^2 \varphi_1}{\partial t^2} \Big|_{x_1=l_0} \cdot \frac{l_2 - x_2}{l_2} \end{aligned} \right\} (1)$$

$$\varphi_1 = \varphi_1^* + \omega_0 t \quad (2)$$

$$\varphi_2 = \varphi_1 \Big|_{x_1=l_0} \cdot \frac{x_2 - l_2}{l_2} + \varphi_2^* \quad (3)$$

где:

φ_1, φ_2 - соответственно абсолютный угол поворота любого поперечного сечения верхней и нижней частей колонны бурильных труб;

φ_1^*, φ_2^* - соответственно относительный угол поворота (упругая составляющая) любого поперечного сечения верхней и нижней частей колонны бурильных труб;

J_1, J_2 - полярный момент инерции площади сечения верхней и нижней частей колонны труб;

J_{01}, J_{02} - погонный осевой момент инерции верхней и нижней частей колонны труб;

l_0, l_2 - длина верхней и нижней частей колонны труб; t - время

$\frac{J_1 G}{J_{01}} = c_1^2$; $\frac{J_2 G}{J_{02}} = c_2^2$ - скорость звука в материале бурильных труб;

G - модуль упругости при сдвиге материала бурильных труб; δ - функция Дирака.

Начальные и граничные условия:

$$\varphi_1 \Big|_{t=0} = 0; \quad \dot{\varphi}_1 \Big|_{t=0} = \omega_0 \quad (4)$$

$$\varphi_2 \Big|_{t=0} = 0; \quad \dot{\varphi}_2 \Big|_{t=0} = \omega_0 \quad (5)$$

$$\varphi_1 \Big|_{x_1=0} = \omega_0 t; \quad J_1 G \frac{\partial \varphi_1}{\partial x_1} \Big|_{x_1=l_0} = J_2 G \frac{\partial \varphi_2}{\partial x_2} \Big|_{x_2=0} \quad (6)$$

$$\varphi_1 \Big|_{x_1=l_0} = \varphi_2 \Big|_{x_2=0} \quad \varphi_2 \Big|_{x_2=l_2} = 0 \quad (7)$$

Решение уравнений (1) с учетом граничных условий (6) и (7) будем искать в виде:

$$\varphi_1 = \omega_0 t - \sum_{i=1,2,3...} \varphi_{1i}^* \sin \frac{(2i-1)\pi x_1}{2l_0} \quad (8)$$

$$\varphi_2 = \varphi_1 \Big|_{x_1=l_0} \cdot \frac{l_2 - x_2}{l_2} + \sum_{i=1,2,3...} \varphi_{2i}^* \sin \frac{i\pi x_2}{l_2} \quad (9)$$

Тогда начальные условия для φ_{1i}^* и φ_{2i}^* примут вид:

$$\dot{\varphi}_{1i}^* \Big|_{t=0} = 0 \quad (10)$$

$$\omega_0 = \omega_0 \frac{l_2 - x_2}{l_2} + \sum_{i=1,2,3...} \dot{\varphi}_{2i0}^* \sin \frac{i\pi x_2}{l_2} \quad (11)$$

Из уравнения (11) получим:

$$\dot{\varphi}_{2i0}^* = -\frac{2\omega_0}{i\pi} \quad (12)$$

Подставляя выражения (8) и (9) в уравнения (1), переходя к изображению с учетом начальных(4), (5), (10), (11) и (12), а потом, переходя к оригиналу, принимая во внимание теоремы свертки и обращения [1,2,3], получим:

$$\begin{aligned} \varphi_{2i}^* &= \frac{-\frac{2\omega_0}{i\pi} (b_2 \sin b_2 t - b_1 \sin b_1 t)}{b_2^2 - b_1^2} - \\ &- \frac{2\omega_0 \cdot a_1^2 (2i-1)^2 \pi^2}{i\pi \cdot 4l_0^2} \cdot \left(\frac{\sin b_1 t}{b_1} - \frac{\sin b_2 t}{b_2} \right) \\ &+ \frac{4\omega_0}{l_0 l_2 i \pi} \frac{J_2 G}{J_{02}} \left(2 - (-1)^i \left[\frac{-b_1}{b_2^2 - b_1^2} \left(\frac{t}{b_1^2} - \frac{\sin b_1 t}{b_1^2} \right) + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + \frac{b_2}{b_2^2 - b_1^2} \left(\frac{t}{b_2} - \frac{\sin b_2 t}{b_2^2} \right) \right] \right) \\ \varphi_{1i}^* &= \frac{-\frac{2\omega_0}{i\pi} \frac{J_2 G}{J_{02}} (-1)^{i-1} \frac{2i\pi}{l_0 l_2}}{b_1^2 - b_2^2} \cdot \left(\frac{\sin b_1 t}{b_1} - \frac{\sin b_2 t}{b_2} \right) + \\ &+ \frac{J_2 G}{J_{02}} (-1)^{i-1} \frac{2\omega_0}{l_0 l_2} \left[-\frac{b_1}{b_2^2 - b_1^2} \left(\frac{t}{b_1} - \frac{\sin b_1 t}{b_1^2} \right) + \right. \end{aligned}$$

$$+ \frac{b_2}{b_2^2 - b_1^2} \left(\frac{t}{b_2} - \frac{\sin b_2 t}{b_2^2} \right) \left] + \frac{J_2 G}{J_{02}} (-1)^{i-1} \frac{2\omega_0}{\ell_0 \ell_2} \cdot \frac{c_2^2 i^2 \pi^2}{\ell_2^2} \cdot \left[-\frac{1}{b_1^2 (b_2^2 - b_1^2)} \left(t + \frac{\sin b_1 t}{b_1} \right) - \frac{1}{b_2^2 (b_1^2 - b_2^2)} \left(-t + \frac{\sin b_1 t}{b_1} \right) \right] \quad (13)$$

где:

$$b_1^2 = \alpha - \sqrt{\alpha^2 - \beta}, \quad b_2^2 = \alpha + \sqrt{\alpha^2 - \beta}$$

$$2\alpha = \frac{c_1^2 (2i-1)^2 \pi^2}{4\ell_0^2} + \frac{c_2^2 i^2 \pi^2}{\ell_2^2} + 2(3 - (-1)^i) \cdot \frac{J_2 G}{J_{02}} \frac{2}{\ell_0 \ell_2} \quad (14)$$

$$\beta = \frac{c_1^2 (2i-1)^2 \pi^2}{4\ell_0^2} \cdot \frac{c_2^2 i^2 \pi^2}{\ell_2^2}$$

Момент ударной силы роликов оправки о поврежденный участок трубы обсадной колонны относительно оси вращения бурильной колонны будет:

$$M_k = J_2 G \left. \frac{\partial \varphi_2}{\partial x_2} \right|_{x_2 = \ell_2} \quad (15)$$

Тогда из уравнения (15) с учетом выражений (8), (9), (13) и (14) получаем:

$$M_k \Big|_{x_2 = \ell_2} = J_2 G \left[-\omega_0 t + \frac{1}{\ell_2} \sum_{i=1,2,3,\dots} \varphi_{1i}^* (-1)^{i-1} + \frac{\pi}{\ell_2} \sum_{i=1,2,3,\dots} i \varphi_{2i}^* (-1)^i \right] \quad (16)$$

Следует отметить, что удар происходит за очень малый промежуток времени. Для данной задачи время удара может быть определено по формуле:

$$\tau = \frac{\ell}{c} \quad (17)$$

По формуле (16) с учетом (13) и (14) произведен численный расчет при следующих значениях параметров:

$$\ell = \ell_0 + \ell_2$$

$$\ell = 1000 \text{ м}; \quad d_1 = 35 \cdot 10^{-3} \text{ м},$$

$$\ell_2 = 50, 100, 150, 200, 250, 300 \text{ м}, \quad d_2 = 73 \cdot 10^{-3} \text{ м},$$

$$\ell_0 = 950, 900, 850, 800, 750, 700 \text{ м}, \quad d_3 = 45 \cdot 10^{-3} \text{ м},$$

$$d_4 = 89 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$m_1 = 25 \text{ кг/м}; \quad m_2 = 34 \text{ кг/м},$$

$$J_1 = \frac{\pi}{32} (d_2^4 - d_1^4), \quad J_2 = \frac{\pi}{32} (d_4^4 - d_3^4);$$

$$J_0 = \frac{m_1 \ell_1}{8} (d_2^2 + d_1^2) + \frac{m_2 \ell_2}{8} (d_3^2 + d_4^2);$$

$$\rho = 7,89 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3; \quad \pi = 3,14;$$

$$c_1^2 = c_2^2 = \frac{G}{\rho}; \quad \omega_0 = 0,1\pi,$$

$$0,5\pi, \quad \pi c^{-1} \quad \tau = \frac{\ell}{c}$$

Результаты расчета представлены на рис.2.

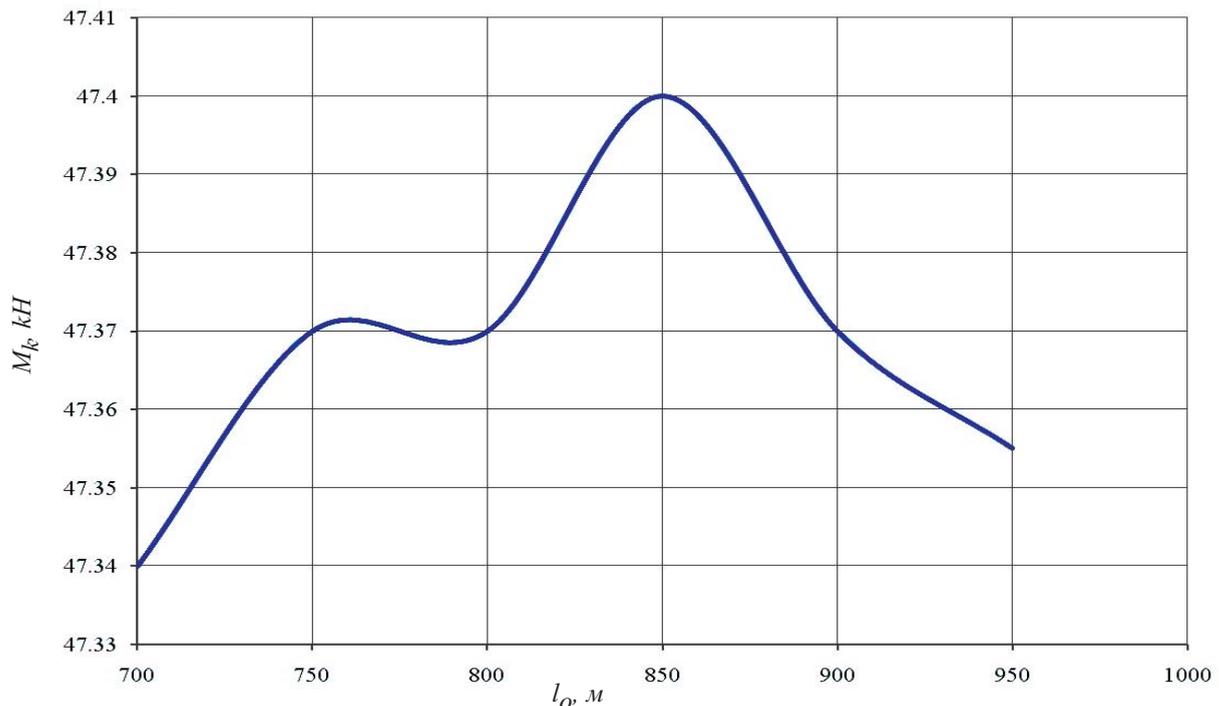


Рис. 2 График зависимости момента ударной силы о поврежденный участок трубы относительно оси вращения колонны от длины ее нижней части.

Как видно из рис.2., на момент ударной силы роликов о поврежденный участок обсадной колонны относительно оси вращения колонны количество утяжеленных бурильных труб оказывает слабое влияние. Значение этого момента при прочих равных условиях сильно зависит от начальной угловой скорости ω_0 вращения бурильной колонны.

Литература

1. Тимошенко С.П., Янг Д.Х., Уивер У. Колебания в инженерном деле. - М.: Машиностроение, 1985. - 472 с.
2. Светлицкий В.А., Стасенко И.В. Сборник задач по теории колебаний. - М.: Высшая школа, 1973. - 453 с.
3. Арамонович И.Г., Лунц Г.Л., Эльсгольц Э.Э. Функции комплексного переменного. Операционное исчисление. Теория устойчивости. - М.: Наука, 1965. - 390 с.

Динамическая контактная реакция при восстановлении диаметра замятых обсадных труб роликовыми оправками

Э.М.Аббасов
(НИПИ “Нефтегаз”)

Реферат

Определение динамической контактной реакции при восстановлении диаметра замятых обсадных труб роликовой оправкой в зависимости от параметров колонны бурильных труб, на которой спущен данный инструмент, и разработка эффективных мер по улучшению ее работоспособности представляет как научный, так и практический интерес.

Показано, что на момент ударной силы роликов о поврежденный участок обсадной колонны относительно оси вращения колонны количество утяжеленных бурильных труб оказывает слабое влияние. Значение этого момента при прочих равных условиях сильно зависит от начальной угловой скорости вращения бурильной колонны.

Əzilmiş istismar borularının diametrinin rolikli düzəldicilərlə bərpası zamanı yaranan dinamik kontakt reaksiya

Е.М. Abbasov
(“Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

Nəzəri tədqiqatlar əsasında istismar kəmərinin rolikli düzəldicilərlə bərpası zamanı borunun zədələnmiş hissəsinə təsir edən dinamik kontakt reaksiya qüvvəsi təyin edilir. Alınmış düstur, rolikli düzəldici birləşdirilmiş boru kəmərinin parametrlərinin dinamik kontakt reaksiyasının qiymətinə təsirini təyin etməyə imkan verir.

Göstərilmişdir ki, ağırlaşdırılmış qazıma borularının sayının rolikli düzəldicinin istismar kəmərinin zədələnmiş hissəsinə zərbə qüvvəsinin kəmərin fırlanma oxuna nəzərən momentinin qiymətinə təsiri azdır. Bu momentin qiymətinə kəmərin fırlanmasının bucaq sürətinin təsiri daha çoxdur.

Dynamic contact reaction when collapsed casing diameter build-up by rollers

Е.М. Abbasov
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)

Abstract

Dynamic contact reaction effecting upon casing pipe damaged section when straightening by rollers is determined on the base of fundamental research. Obtained formula allows one to define the influence of parameters of casing rollers upon dynamic contact reaction value.

It is shown that there is low effect of a weighted drill pipes for the moment from rollers impact force to the casing damaged section relative to drill string pivot axis.

Initial angular rotating speed of string mainly effects upon the value of the moment under other equal conditions.

DƏNİZ NEFT-QAZ-MƏDƏN QURĞULARI

УДК 622.276.72

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ НКТ В ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ МАГНИТНЫМ ПОЛЕМ ПОВЫШЕННОЙ НАПРЯЖЕННОСТИ

Ф.К.Гасанов, В.А.Салманлы, Е.Н.Тарасов, А.В.Зинин
А.Г.Алиев, Г.Б.Ибрагимова

НИПИ «Нефтегаз»

Нефтегазовая промышленность ежегодно несет огромные экономические потери, связанные с сокращением срока службы подземного оборудования скважин из-за коррозионного разрушения. Появление и развитие коррозионных разрушений оборудования связано с наличием в продукции скважин большого количества ионов хлора, кислорода, сероводорода, углекислого газа и различных групп микроорганизмов, способствующих развитию коррозионного разрушения металлов.

Существует несколько способов защиты оборудования от коррозии. Наиболее экологически надежным, простым в исполнении, не требующим осуществления непрерывного контроля квалифицированного персонала, и недорогим считается применение физических методов воздействия, в частности, магнитных полей [1].

С целью безаварийной эксплуатации скважин компания «Петролеум Магнетик Интернешнл» (США) предлагает петромагнитные устройства «Магнифло». Они представляют собой трубы НКТ с внешним кожухом, в котором размещаются магниты. Однако из-за довольно значительных размеров (2-5 м) и массы (30-100 кг) при их использовании иногда возникают проблемы с установкой и монтажом (обязателен подъем НКТ). В России эти устройства продаются и перепродаются различными фирмами-посредниками по цене 8-12 тыс.долл. США, что в итоге не позволяет достигать хороших экономических и технологических результатов [2].

В ОАО «ПермНИПИнефть» созданы новые конструкции магнитных аппаратов «МА-Пермнефть», которые могут устанавливаться на любой глубине в скважинах, а также в наземных системах поддержания пластового давления (ППД), сбора и транспорта нефти [3].

Магнитные аппараты напряженностью 70-114 кА/м, созданные «МА-Пермнефть» типа аппарата МАС, устанавливаются на наружную поверхность НКТ, а МАН - на наземный трубопровод. По мнению авторов, эти аппараты призваны решить следующие задачи:

- повысить приемистость нагнетательных скважин до 30 %;
- снизить коррозионную активность жидкостей до 50 %;
- сократить расход ингибиторов коррозии на 30-40 %;
- предупредить парафиноотложения на уровне лучших химических средств.

Недостатком этих аппаратов является то, что возникают проблемы с их установкой и монтажом (обязателен подъем НКТ).

В работе [4] предлагается способ защиты от коррозии НКТ постоянным магнитом и устройство для его осуществления. Магнитное устройство небольшого размера устанавливается внутри колонны НКТ при помощи лубризатора, гидравлической лебедки и канатного оборудования. В процессе установки магнитного устройства в колонну НКТ добывающая скважина останавливается, но не более чем на 1-2 ч. Недостатком этого предложения является то, что уменьшается проходимость в колоннах НКТ.

Научно-производственной фирмой «Технологические системы» (Россия) разработаны устройства с использованием постоянных спецмагнитов [1].

Устройства представляют собой цилиндры диаметром 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм, массой примерно 3 и 5 кг, выполненные из коррозионностойкой стали и снабженные элементами, позволяющими подвешивать их в колонны НКТ на проволоке, в том числе вместе с механическим скребком или утяжелителем. Подъем НКТ в большинстве случаев не требуется. Недостатком этих устройств [1,2] является уменьшение внутреннего диаметра колонны НКТ.

Принципиально новые конструкции магнитных индукторов обработки нефти (МИОН) разработаны в ООО НПП «ЛАНТАН-1» совместно с ООО ЦНТ«ЛАНТАН» и Уральским государственным университетом им.А.М.Горького (Россия, г.Екатеринбург).

Трубопроводные МИОН-Т, напряженностью магнитного поля 1200Э (96 кА/м), с фланцами устанавливаются на трубопровод с внутренним диаметром 81, 105, 149 и 200 мм. Скважинные муфтовые МИОН-СМ 73 могут устанавливаться в любом месте колонны НКТ. Также разработаны скважинные штанговые МИОН-СП, насосные плунжерные МИОН-РП и насосные центробежные МИОН-НЦ напряженностью магнитного поля 3000Э (240 кА/м).

Индукторы типа МИОН с проходным диаметром, равным диаметру НКТ и трубопроводу, на

которые они устанавливаются, не нарушают технологический процесс добычи и транспорта нефти [5].

Эти индукторы созданы на основе постоянных магнитов из сплавов неодим-железо-бор и самарий-кобальт.

Представляет интерес проведение экспериментальных исследований по оценке влияния магнитного поля различной напряженности на коррозионное поведение низколегированной высокопрочной стали Р-105 в условиях, моделирующих рабочие параметры в скважинах.

Для проведения намеченных исследований вышеуказанный «ЛАНТАН» изготовил и предоставил лабораторные индукторы постоянных магнитов напряженностью магнитного поля 40, 120, 200, 280 и 360 кА/м, а в институте была изготовлена лабораторная установка, моделирующая условия эксплуатации НКТ.

При различных скоростях протекания воды через МИОН проводились исследования влияния магнитного поля на электрохимическую коррозию образцов стали Р-105, химическую и микробиологическую агрессивность морской воды и пластовых вод.

Обработка морской воды при скорости потока 1,0 м/с магнитным полем показала, что наибольшее уменьшение агрессивных хлор-ионов наблюдается при напряженности магнитного поля 200 кА/м от 6144,62 до 5632,57 мг/л, а также анионов угольной кислоты HCO_3^- от 610,0 до 427,0 мг/л.

В пластовой воде из скв.№ 272, ГМСП-15) такой факт объясняется подавлением планктонных сульфат восстанавливающих бактерий (СРБ).

Химические анализы пластовой воды из скв.№ 272 месторождения «Гюнешли» (ГМСП-15) до и после обработки магнитным полем напряженностью 280 кА/м показали, что под воздействием магнитного поля коррозионная агрессивность среды заметно сни-

жается, а именно, уменьшается концентрация сероводорода (H_2S), катионов кальция (Ca^{+2}) и железа -3 (Fe^{+3}). Также заметно снижается концентрация гидрокарбонат-ионов (HCO_3^-), уменьшается жесткость и общая минерализация воды и соответственно меняется рН среды.

Итак, после магнитной обработки этой воды в течение 5-ти часов содержание H_2S уменьшилось на 25%, что, по-видимому, связано с подавлением адгезированных сульфатовосстанавливающих бактерий (АСВБ₂) на 55% (от $3 \cdot 10^{11}$ кл./см² до $3 \cdot 10^5$ кл./см²), а также планктонных сульфатовосстанавливающих бактерий (ПСВБ)- на 75-100%.

Уменьшение же концентрации ионов кальция (Ca^{+2}), гидрокарбонат ионов (HCO_3^-) и, соответственно, общей минерализации, видимо, связано с переходом гидрокарбонатов в карбонаты и с последующим их осаждением. Действительно, карбонатные осадки были обнаружены на стенках ванны, где проводились испытания и частично на поверхности самих стальных пластинок. Уменьшение количества железа в рабочей среде явилось результатом ослабления процесса ионизации железа, т.е. торможения процесса коррозионных разрушений.

Механизм влияния магнитного поля на структуру и свойства растворов в настоящее время еще недостаточно изучен. Катионы уплотняют водный раствор, уменьшают число локальных разрушений, анионы же, напротив, разрыхляют его структуру [6].

Влияние постоянного магнитного поля на коррозию стали оценивалось и электрохимическими исследованиями катодных и анодных процессов и процесса ионизации металла в магнитообработанной и не обработанной пластовой воде.

Катодные и анодные потенциостатические исследования стальных образцов, вырезанных на НКТ группы прочности Р-105, проводились с помощью потенциостата П-5848 М [7].

Исследования показали, что электродный потенциал стали Р-105 под воздействием магнитного поля смещается в положительную сторону в пластовой воде, и наибольшее смещение 170 мВ наблюдается при напряженности магнитного поля 280 кА/м.

При поляризации образцов стали Р-105 в магнитообработанных пластовых водах на катодных и анодных кривых наблюдается пассивация стальной поверхности.

Потенциостатические исследования показали, что электрохимическая коррозия в пластовых водах под воздействием магнитного поля протекает с торможением катодного процесса коррозии в области кислородной деполаризации.

В работе [6] показано, что с увеличением напряженности магнитного поля до 80-160 кА/м уменьшается концентрация кислорода в растворе.

Исследование ионизации стали Р-105 проводили при постоянном электродном потенциале $E_{кор} = \text{минус } 500 \text{ мВ}$ во времени. Наибольшее уменьшение плотности тока коррозии стали наблюдалось в пластовых водах, обработанных магнитным полем напряженностью 280 кА/м. При этом эффективность торможения коррозии стали Р-105 в пластовых водах месторождения «Гюнешли» составляет 87,1-91,7%.

Испытания образцов стали Р-105 проводились в движущейся морской (1,0 м/с) и пластовой водах (0,5 м/с) с целью оценки коррозионной стойкости металла НКТ в соответствии с требованиями ГОСТ 9.905-80, удаление продуктов коррозии с образцов - по ГОСТ 9.907-83, а определение показателей коррозии - по ГОСТ 9.908-85.

Испытания в потоке морской воды (1,0 м/с) образцов стали Р-105 в течение 5 ч показали, что эффективность защиты от коррозии при воздействии магнитного поля напряженностью 200 кА/м составила 21,9%, а напряженностью 280 кА/м - 35,8%.

Одним из продуктов коррозии стали является гидроксид железа $Fe(OH)_3 \cdot nH_2O$, который в результате отсутствия магнитного поля постоянно размывается потоком воды. Если же металл находится в сфере влияния магнитного поля, то $Fe(OH)_3 \cdot nH_2O$ притягивается к поверхности металла и образует изолирующий слой, препятствующий проникновению кислорода в

более глубокие слои, что способствует образованию магнетита – самого компонента ржавчины [8].

Итак, проведенные исследования показали, что разработанные НПО «ЛАНТАН» магнитные индукторы на основе сплавов неодим-железо-бор и самарий-кобальт с повышенной напряженностью магнитного поля 120, 200, 280 и 360 кА/м, тормозят

катодный процесс коррозии стали Р-105 в области кислородной деполяризации и ионизации металла при напряженности магнитного поля 280 кА/м, эффективность защиты от коррозии низколегированной высокопрочной стали НКТ марки Р-105 в пластовых водах месторождения «Гюнешли» составляет более 90%.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. - М.: НЕДРА, 2003. - 880 с.
2. Карпов Б.И., Воробьев В.П., Казаков В.Т. и др. Использование физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти. - М.: Нефтяное хозяйство. - №7, 1997. - С.45-47.
3. Магнитные аппараты «МА-Пермнефть», проспект ОАО «ПермНИПИ-нефть».
4. Патент AZ Р 20000139. Устройство для защиты от коррозии НКТ. Авт. Мирзаджанзаде А.Х., Ханларова А.Г., Рзабеков И.И. и др.
5. Бородин В.И., Тарасов Е.Н., Зинин А.В. и др. Результаты испытания магнитных индукторов обработки нефти при ее добыче и транспорте// Нефтяное Хозяйство. - 2004. №4. - С. 82-86
6. Магнитное поле и процессы водообработки / Кульский Л.А., Душкин С.С.// Под ред. Кульского Л.А.- Киев: Наукова думка, 1987. -112 с.
7. Фрейман Л.И., Макаров В.А., Брыскин И.Е. Потенциостатические методы в коррозионных исследованиях и электрохимической защите. - Л.: Химия, 1972. - 240 с.
8. Кургинцев А.Н., Соколов В.М. ЖФХ, 1966. - Т. 11. - №9. - С.2053-2059.
9. Тебенихин Е.Ф. Безреагентные методы обработки воды в энергоустановках. - М., 1977. - 432 с.

Защита от коррозии НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах магнитным полем повышенной напряженности

Ф.К.Гасанов, В.А.Салманлы, Е.Н.Тарасов, А.В.Зинин, А.Г.Алиев, Г.Б.Ибрагимова
(НИПИ «Нефтегаз»)

Реферат

Изучение воздействия магнитного поля на коррозию излегированной стали высокого качества НКТ марки Р-105, при применении стабильного магнитного поля, имеющего разное напряжение (50, 120, 200, 280 и 360 кА/м) и при использовании индикаторов постоянного магнитного поля, изготовленного на основе сплавов неодим-железо-бора и самарий – кобальта НПП «Лантан».

Определено, что при воздействии 280 кА/м магнитного поля, происходящее коррозионное разъедание стали НКТ марки Р-105 в области кислородной деполяризации можно предотвратить катодным процессом и ионизированием анода. При применении постоянного магнитного поля 280кА/м можно на 90% защитить сталь НКТ марки Р-105 от коррозионных и микробиологических разъеданий.

Hasilat və suvurucu quyularda NKB –lərin yüksək gərginliyə malik sabit maqnit sahəsi ilə korroziyadan mühafizəsi

F.Q.Həsənov, V.Ə.Salmanlı, Y.N.Tarasov, A.V.Zinin, A.Q.Əliyev, G.B.İbrahimova
(“Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

“ЛАНТАН” ЕІВ-nin neodium- dəmir – bor və samarium-kobalt ərintiləri əsasında hazırlanmış sabit maqnit induktorlarından istifadə edərək müxtəlif gərginliyə malik (50, 120,200,280 və360 kA/m) sabit maqnit sahəsi tətbiq etməklə azlegirə edilmiş, yüksək möhkəmlikli P-105 markalı NKB poladının korroziyasına maqnit sahəsinin təsiri öyrənilmişdir.

Müəyyən edilmişdir ki, 280 kA/m sabit maqnit sahəsi ilə təsir etməklə P-105 markalı NKB poladında baş verən korroziya yeyilmələri zamanı oksigen depolyarizasiyası sahəsində katod prosesini və anodda gedən ionlaşmanı ləngitmək mümkündür. 280 kA/m sabit maqnit sahəsi tətbiq etməklə P-105 markalı NKB poladını 90% mühafizə effekti ilə korroziyadan və mikrobioloji yeyilmələrdən qorumaq olar.

Corrosion protection of tubing with high stress constant magnetic in production and water injection wells

F.Q.Hasanov, V.A.Salmanli, E.V.Tarasov, A.V.Zinin, A.Q.Aliev, Q.B.Ibragimova
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)

Abstract

Influence of magnetic field is investigated to corrosion of low allowed steel, high stability P-105 tubing steel by employment of different stress constant magnetic field (50,120,200, 280 and 360 kA/m) using constant magnetic inductor based on prepared neodymium-iron-boron-samarium-cobalt alloys of “Lantan” EIB.

It is shown that, it is possible to detain the process of cathode and ionization in anode at the oxygen depolarization area as a result influence of constant field 280 kA/m during P-105 tubing steel corrosion. P-105 tubing steel may be protected from corrosion and microbiological wear with protection effects of 90% by employment of constant magnetic field 280 kA/m.



UOT 52.47.97

DƏNİZ SUALTI BORU KƏMƏRLƏRİNİN KORROZİYADAN MÜHAFİZƏ SXEMİNİN SEÇİLMƏSİNİN ƏSASLANDIRILMASI VƏ ƏSAS PARAMETRLƏRİN HESABLANMA QAYDALARI

M. M. Quliyev, V. A. Salmanlı

“Neftqazəlmütədqiqatlayihə” institutu

Dəniz sualtı boru kəmərləri tikinti və bütün istismar dövründə yüksək etibarlılığa malik olmalıdır. Boru kəmərlərinin tikintisi üçün qəbul ediləcək hər bir layihə qərarları ətraf mühitin mühafizəsi üzrə Ərazi Dövlət Komitəsi ilə və eləcə də bütün yerli nəzarət orqanları ilə razılaşdırılmalıdır.

Dəniz sualtı boru kəmərlərinin etibarlı istismarının təmin edilməsində bu obyektin korroziya və mikrobioloji yeyilmələrindən, korroziya yorğunluğu və korroziya çatlamalarından mühafizəsi işlərinin düzgün seçilməsi və düzgün layihələndirilməsi vacib şərtlərdən biridir.

Dəniz sualtı magistral boru kəmərlərinin korroziyadan mühafizəsi kəmərin daxili və xarici səthlərinin xüsusi örtüklərlə izolə edilməsi və qalvanik anodların və ya xaricdən elektrik cərəyanı tətbiq etməklə [1] elektrokimyəvi mühafizə üsulunun kombinasiyasından ibarət mühafizə sxemi ilə həyata keçirilir.

Boru kəmərlərinin korroziyadan mühafizə sxeminin düzgün seçilməsi üçün layihə tapşırıqlarında kəmərlə nəql ediləcək məhsulun komponent tərkibi, temperaturu, təzyiqi kimi əsas fiziki-kimyəvi göstəriciləri ilə yanaşı, dəniz suyunun xüsusi müqaviməti və pH-ı haqda düzgün məlumat təqdim edilməlidir. Bununla yanaşı boru kəmərlərinin qəbul edilmiş istismar müddəti, nəql olunan məhsulda: korroziya aqressivliyinə malik komponentlərin icazə verilən qatılıqları, su qatışıqının miqdarı, xloridlər, sulfatlar, hidrokarbonatlar, oksigen, karbon qazı, hidrogen-sulfid kimi maddələrin mövcudluğu və eləcə də boru kəmərləri üzərində canlı orqanizmlərin məskunlaşması və inkişafının mümkünüyü haqda düzgün məlumatlar verilməlidir.

Bütün təqdim edilən məlumatlar hər tərəfli təhlil edildikdən sonra kəmərin daxili və xarici səth-

lərinin izolyasiya sxemləri və eləcə də qalvanik anod ərintisinin materialı seçilməlidir.

Boruların daxili və xarici səthlərinin izolyasiyası DAI 1111 (1993), DNV (1996), BS 8010 (1993), İSO 2812, İSO 9001:2000, ГОСТ 05 1164-98 və s. kimi tanınmış beynəlxalq standartların təklif və tələblərini nəzərə almaqla tərtib edilmiş texniki şərtlərin tələblərini ödəməklə zavod və ya baza şəraitində həyata keçirilməlidir.

İzoləedici örtükləri qiymətləndirmək üçün əsas göstəricilər kimi örtüyün zərbəyə davamlılığı, dartılmaya davamlılığı, polad səthə adgeziyası, keçid müqaviməti və s. müəyyən edilməlidir. Boru kəmərlərinin inşasının sonunda mühafizə örtüyünün keyfiyyəti katod polyarlaşdırması üsulu ilə yoxlanılmalıdır.

Boru kəmərlərinin daxili səthlərini izolə etmək məqsədi ilə əsasən modifizə edilmiş epoksid qətranları əsasında hazırlanmış astar və emallar, xarici səthlərinin izolə edilməsi üçün isə qalın qatlı bitum-polimer və ya epoksid-polimer örtükləri istifadə edilir. Son zamanlar dəniz sualtı boru kəmərlərinin inşasında aşağıda göstərilmiş örtüklərlə zavod şəraitində örtülmüş borular istifadə edilir:

- epoksid örtükləri;
- polietilen örtükləri;
- polipropilen örtükləri;
- kombinə edilmiş lentvari-polietilen örtükləri.

Epoksid əsaslı qoruyucu örtüklər və onun üzərindən son qat kimi poliuretan örtükləri ABŞ, İngiltərə, Kanada və s. kimi ölkələrdə geniş istifadə edildiyi halda, Rusiya, Yaponiya və bir sıra Avropa ölkələrində ekstrudur edilmiş polietilen və ya polipropilen örtüklərinin istifadə edilməsinə daha çox üstünlük verilir. Bütün növ hidrotexniki qurğuların və

sualtı boru kəmərlərinin mühafizəsi üçün istifadə edilən mühafizə sxeminin məcburi elementi kimi sink-fosfat və ya sink-epoksid astarlarının istifadəsi tövsiyə edilir [2,3].

Sualtı boru kəmərlərinin etibarlı istismarını şərtləndirən rəhbər sənədlərdə dəniz suyunun və eləcə də dəniz dibi lili korroziya aktivliyindən asılı olmayaraq korroziyadan və mikrobioloji yeyilmələrdən mühafizə sxeminə gücləndirilmiş örtüklərin elektrokimyəvi mühafizə ilə kombinasiyasının tətbiqi tövsiyə edilir. Elektrokimyəvi mühafizə kənardan tətbiq edilən elektrik cərəyanı, ya da maqnezium, sink və ya alüminium əsaslı qalvanik anodlarla həyata keçirilə bilər. Elektrokimyəvi mühafizəni kənardan tətbiq edilən elektrik enerjisi hesabına həyata keçirmək iqtisadi cəhətcə əlverişli olsa da, açıq dəniz şəraitində magistral boru kəməri xətti boyunca elektrik naqilinin çəkilməsi üçün elektrik dirəklərinin basdırılması və katod stansiyalarının lazımı intervallarda yerləşdirilməsi və onun stabil işləməsinə təmin etmək üçün lazımı qulluq edilməsinin mümkün olmadığını nəzərə alaraq dəniz sualtı boru kəmərlərinin elektrokimyəvi mühafizəsi üçün biləzəkvari qalvanik anodlar tətbiq edilir.

Qalvanik anodlarla elektrokimyəvi mühafizənin istifadə seçimi böyük üstünlüklərə malikdir. Bu üsul kifayət qədər sadə və etibarlı üsuldur. Onun istifadəsi düzgün təşkil edilərsə, bu mühafizə sistemi elə də böyük texniki xərclər tələb etmir. Bu sistemi bir dəfə quraşdırdıqdan sonra heç bir gündəlik qulluq tələb etmədən uzun müddət (20-25 il) istismar oluna bilər. Bu üsulun ən vacib üstünlüklərindən biri də onun avtonomluğudur. Belə ki, qalvanik anodlarla mühafizə sistemi üçün kənar enerji mənbəyinin yaxında olub olmamasına heç bir ehtiyac

duyulmur və qurğuda potensiallar fərqi çox az olduğundan ətrafda mövcud olan obyekt və canlılar üçün heç bir təhlükə kəsb etmir. Anod-boru kəmərinə yaranan cərəyanın sıxlığı çox cüzi ($j=0,006-0,007 \text{ A/m}^2$) olduğundan onun istismarı zamanı təhlükəsizlik tədbirlərinin təmin edilməsinə ehtiyac qalmır. Məhz ona görə də qalvanik anodlarla mühafizə sistemi hətta partlayışa təhlükəli obyektlərdə belə istifadə edilir.

Dəniz sualtı boru kəmərlərinin korroziyasından mühafizədə istifadə ediləcək anod ərintisinin materialının seçilməsi onun istismar mühitindən asılıdır. Məsələn, Şimal dənizi və Qara dəniz kimi turş mühitli sularda alüminium və indium metallarından əlavəsi olan sink əsaslı ərintidən hazırlanmış qalvanik anodların istifadə edilməsi tövsiyə olunduğu halda [4,5], neytral və zəif qələvi mühitli sularda, o cümlədən Xəzər dənizi şəraitində əsasən alüminium və maqnezium əsaslı ərintilərin müxtəlif əlavələrlə modifikasiya edilmiş anodlar təbiiq olunurlar [6].

Qeyd edilənləri nəzərə alaraq biz Xəzər dənizi suyunda az yeyilən və yüksək cərəyan vermə qabiliyyətinə malik alüminium əsaslı anod ərintisinin optimal komponent tərkibini, anodun tökülmə üsulunu və onun konstruksiyasını işləmişik. Qeyd edilən hər üç işləmələrə Azərbaycan Respublikasının patentləri alınmışdır [7, 8, 9]. Anodların tökülmə üsuluna Rusiya Federasiyası üzrə də Patent axtarışları aparılaraq onun patent təmizliyinə malik olması müəyyən edilmiş və onun əsasında Rusiya Federasiyasının da Patenti alınmışdır [10]. Bu anod ərintiləri 2003-cü ildə Vyetnam mütəxəssisləri tərəfindən Vyetnam dənizi sularında TCVN 5712-1993 standartı üzrə sınaqlardan keçirilmiş və bu anodların kifayət qədər yüksək elektrokimyəvi xüsusiyyətlərə malik olduğu müəyyən edilmişdir [11].

Təklif etdiyimiz bilərzikvari anodlar iki yarım bilərzikdən ibarətdir. Onların hər ikisi mühafizə ediləcək borunun üzərində quraşdırılır və yarım bilərziklərin borunun gövdəsi ilə birləşməsi və anod-boru sistemində cərəyan keçidini təmin etmək üçün hər iki yarım bilərzik eyni ölçülü mis

kabellə təchiz edilmişdir.

Anodun boru ilə birbaşa əlaqəsinin qarşısını almaq üçün anodun daxili səthi ikiqat epoksid örtüyü ilə izolə edilir. Həmin qayda ilə anodun yan səthləri və başları da izolə edilir. Beləliklə, anodun yalnız açıq qalmış üst səthi dəniz suyunda işləyərək onun işçi səthini təşkil edəcəkdir. Yuxarıda qeyd edilən elektrik kabelinin bir ucu anodun içliyinin üzərinə, ikinci ucu isə mühafizə ediləcək borunun gövdəsinə termit qaynağı ilə lehimlənilir ki, bu da mis naqıl-polad boru birləşməsinin korroziyaya davamlılığını təmin edir [12].

Magistral boru kəmərlərinin etibarlı istismarını təmin etmək üçün bütün istismar dövründə onun xarici səthi elektrokimyəvi mühafizə potensialı ilə təmin edilməlidir. Xüsusi müqaviməti $0,65 \text{ Om}\cdot\text{m}$ -ə bərabər olan Xəzər dənizi suyunda poladın minimal mühafizə potensialı mis-sulfat müqayisə elektroduna nəzərən mənfi $0,95 \text{ V}$, maksimal isə - mənfi $1,1 \text{ V}$ qəbul edilir və boru kəmərinin tikintisi qurtardıqdan sonra 10 sutkadan gec olmamaq şərti ilə elektrokimyəvi mühafizə sisteminin işə düşməsi tələb olunur.

Dəniz sualtı boru kəmərlərini ağırlaşdırmaq məqsədilə boruların xarici mühafizə örtüyü beton təbəqə ilə örtülür. Beton təbəqənin qalınlığı istifadə edilən borunun diametrindən, onun qalınlığından və dənizin dərinliyindən asılı olaraq müəyyən edilir. Betonun sinfi və markası, onun sıxlığı, beton örtüyün qalınlığı və betonlanmış borunun kütləsi bu obyektin layihələndirilməsi zamanı müəyyənləşdirilir.

Beton təbəqənin daxilindəki polad tor borunun gövdəsi və anodun elementləri ilə, o cümlədən anod ərintisi ilə kontaktda olmamalıdır.

Boru kəmərlərini layihələndirərkən borunun qalınlığı kəmərin quraşdırılması, onun hidravlik sınağı və istismarı zamanı yaranan yükləri nəzərə almaqla müəyyənləşdirilməlidir. Tələb olunarsa, borunun hesablanmış nominal qalınlığı borunun daxili səthində gedə biləcək korroziya yeyilmələrini nəzərə almaqla artırıla bilər. Əgər istismarçı təşkilat bütün istismar dövründə boru kəmərinin korroziyaya uğrama vəziyyətinin monitor-

inqinin və eləcə də kəməre korroziya və mikrobioloji yeyilmələrə qarşı reagentin vaxtlı-vaxtında vurulmasını normal planlaşdırarsa, bu təqdirdə borunun daxili korroziyası üçün onun nominal qalınlığına əlavə etmək tələb olunmur.

Boru kəmərinin korroziyadan elektrokimyəvi mühafizəsində istifadə edilən bilərzikvari qalvanik anodun həndəsi ölçüləri mühafizə ediləcək borunun diametrindən, borunun izolyasiyası və beton örtüyünün qalınlığından asılı olaraq müəyyən edilir. Borunun diametri artdıqca anodun işçi səthi və kütləsi də artır.

Bütün bu qeyd edilənlərlə əlaqədar istifadə edilən bilərzikvari anodun parametrlərinin dəqiq təyin edilməsi böyük maraq doğurur.

Təqdim olunan məqalədə bilərzikvari qalvanik anodların əsas konstruksiya elementlərinin həndəsi ölçülərinin müəyyən edilməsinə cəhd göstərilmişdir.

Bilərzikvari qalvanik anod (şəkil 1) iki yarım bilərzikdən ibarətdir. Quraşdırılmış halda yarım bilərziklər arasında boş qalan məsafə 100 mm qəbul edilmişdir. Yarım bilərziklər yarım həlqəvi anod ərintisindən və onun daxilində yerləşdirilmiş polad zolaqdan ibarət içliklərdən, polad zolaqlar üzərində polad çubuqlardan quraşdırılmış karkasdan ibarətdir.

Anodun xarici diametri:

$$D_{x(a)} = D_{x(b)} + 2(\delta_{\text{ör}(a)} + \delta_{\text{ör}(b)} + \delta_{\text{bet}})$$

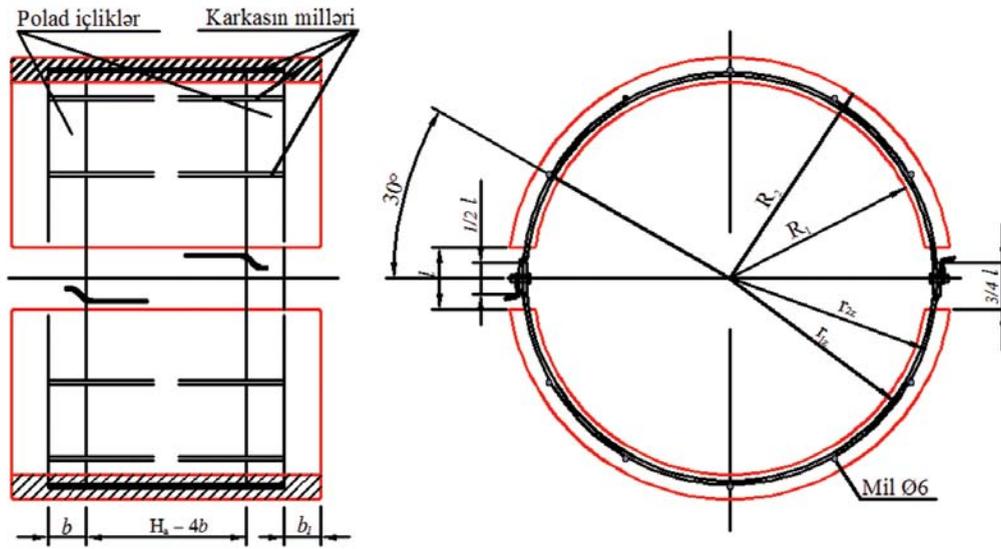
Burada: $D_{x(a)}$ - anodun xarici diametri, mm; $D_{x(b)}$ - borunun xarici diametri, mm; $\delta_{\text{ör}(a)}$ və $\delta_{\text{ör}(b)}$ - müvafiq olaraq anodun daxili və borunun xarici səthlərinin izolyasiyasının qalınlığı, mm; δ_{bet} - beton təbəqəsinin qalınlığıdır, mm.

Anodun daxili diametri:

$$D_{d(a)} = D_{b(x)} + 2(\delta_{\text{ör}(b)} + \delta_{\text{ör}(a)})$$

Yuxarıda qeyd edildiyi kimi, borunun beton örtüyünün qalınlığı borunun diametrindən, qalınlığından və dənizin dərinliyindən asılı olaraq dəyişir. Beton qatının qalınlığının dəyişməsi ilə əlaqədar qalvanik anodların da qalınlığı dəyişsə də, onun qalınlığı belə hesablanıla bilər:

$$\delta_a = D_{x(\text{beton})} - (D_{x(b)} + 2(\delta_{\text{ör}(b)} + \delta_{\text{ör}(a)}))$$



Şəkil 1 Biləzikvari qalvanik anod

Burada δ_a - anodun qalınlığı, mm
 $D_x(\text{beton})$ - beton qatın xarici diametridir, mm.

Qeyd etmək lazımdır ki, müəyyən diametrli borunun korroziyadan mühafizəsini təmin etmək üçün təklif edilən qalvanik anod ərintisinin kütləsi və onun daxili diametri dəyişməz qalır və betonun qalınlığının dəyişməsi ilə əlaqədar anodun qalınlığı və uzunluğu dəyişdirilməli olur. Bu isə öz növbəsində anodun işçi sahəsinin səthinin (S_a) dəyişməsi ilə nəticələnir.

Anodun təqribi uzunluğu bu düsturla hesablanı bilər:

$$L_a = \frac{S_a}{\pi D_{x(a)} - 2\ell}$$

Burada, L_a - anodun uzunluğu, mm;
 S_a - anodun işçi sahəsi, mm^2 ;
 ℓ - anodun yarım həlqələri arasındakı məsafədir, mm.

Yarımbiləziklərin kütləsini hesablamaq üçün hər yarımbiləzikdə olan anod ərintisinin həcmi, ərintinin sıxlığı, anodun polad hissəsinin həcmi və poladın sıxlığı məlum olmalıdır.

Yarımbiləzikdə olan təmiz anod ərintisinin həcmi yarımbiləziyin ərintisinin ümumi həcmi ilə polad hissəsinin həcmi fərqi kimi tapıla bilər.

$$V_{\text{ər}} = V_{y/b} - V_{\text{pol}}$$

Burada $V_{\text{ər}}$ - yarımbiləzikdə anod

ərintisinin təmiz həcmi, m^3 ;
 $V_{y/b}$ - yarımbiləziyin həcmi, m^3 ;
 V_{pol} - yarımbiləziyin polad hissələrinin həcmi, m^3 .

Yarımbiləziyin həcmi onun en kəsiyinin sahəsinin anodun uzunluğuna olan hasil kimi tapmaq olar.

$$V_{y/b} = S_{\text{seq}} \cdot L_a$$

Burada S_{seq} - yarımbiləziyin en kəsiyinin sahəsi, mm^2 : (şəkil.2)

$$S_{\text{seq}} = S_2 - S_1$$

$$s_1 = \frac{R_1^2}{2} \left(\pi \frac{2\alpha_1}{180} - \sin 2\alpha_1 \right)$$

$$s_2 = \frac{R_2^2}{2} \left(\pi \frac{2\alpha_2}{180} - \sin 2\alpha_2 \right)$$

Burada, S_1 və S_2 müvafiq olaraq R_1 və R_2 radiuslu seqmentlərin en kəsiyinin sahəsi, mm^2 ;

R_1 və R_2 - müvafiq olaraq anodun daxili və xarici radiuslarıdır, mm.

Qalvanik anod ərintisinin təmiz həcmi tapmaq üçün əvvəlcə anodun polad hissələrinin ərintinin daxilindəki həcmi hesablamaq lazımdır.

İ 2005 0114 sayılı patentə görə biləzikvari qalvanik anodun faydalı istismarını artırmaq üçün polad içliklər ərintisinin qalınlığının 1/4 -də yerləşdirilməsi qəbul edilmişdir. Deməli, polad içliklərin yaratdığı qövsün diametrinin orta qiyməti bu düstur ilə tapıla bilər.

$$d_{\text{or}} = \frac{1}{2} [(D_{a(d)} + \frac{1}{2} \delta_a) + (D_{a(d)} + \frac{1}{2} \delta_a + 2\delta_{iç})]$$

Burada, d_{or} - içliyin orta diametri, mm;
 $\delta_{iç}$ - içliyin qalınlığı, mm.
 Bu zaman zolağın anod ərintisinin daxilində əmələ gətirdiyi halqanın sahəsi (S) belə tapıla bilər:

$$S = 2 \pi d_{\text{or}} \cdot \delta_{z0l}$$

İçliyin tutduğu həcm isə

$$V_{iç} = n_1 \cdot S \cdot b,$$

burada, $V_{iç}$ - polad içliyin ərintinin daxilində tutduğu həcm, m^3 ;

n_1 - polad içliklərin sayı;

b - içliyin eni, mm;

Ərintinin daxilində yerləşdirilmiş polad karkasın çubuqlarının tutduğu həcm $V_{\text{çub}} = n_2 \pi r^2 \cdot h_{\text{çub}}$.

Burada, $V_{\text{çub}}$ - polad çubuğun ərintinin daxilində tutduğu həcm, m^3 ;

n_2 - karkasdakı çubuqların sayı;

r - çubuğun radiusu, mm;

$h_{\text{çub}}$ - çubuğun uzunluğu, mm.

Bunları bilərək yarımbiləziklərdə alüminium əsaslı ərintinin təmiz həcmi və eləcə də onun kütləsini hesablamaq olar:

$$V_{\text{ər}} = V_{y/b} - (V_{iç} + V_{\text{kar}})$$

Burada, $V_{\text{ər}}$ - yarımbiləzikdə olan ərintinin həcmi, m^3

$$m_{\text{ər}} = V_{\text{ər}} \cdot \rho_{\text{ər}}$$

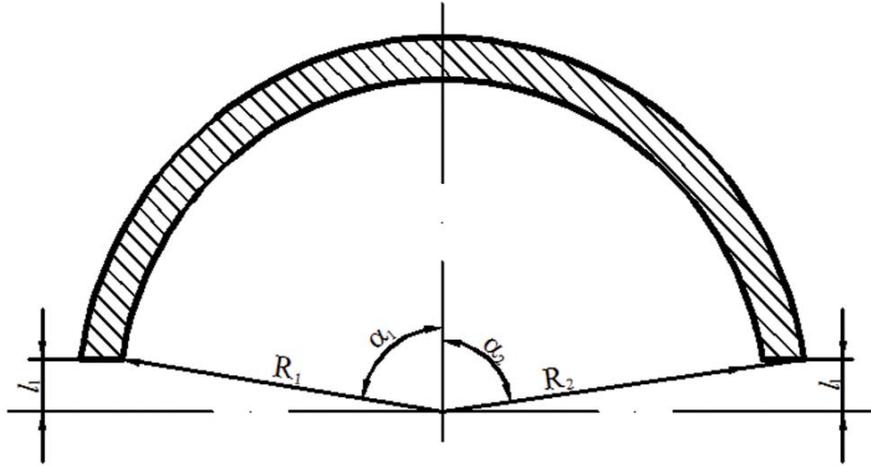
Burada, $m_{\text{ər}}$ - ərintinin kütləsi, kq;

$V_{\text{ər}}$ - anod ərintisinin təmiz həcmi, m^3 ;

$$\rho_{\text{ər}}$$
 - anod ərintisinin sıxlığı, kq/ m^3 .

Buradan yarımbiləziklərin kütləsi belə tapılır:

$$m_{y/b} = m_{\text{ər}} + m_{\text{pol}}$$



Şək.2 Yarım bilərziyin en kəsiyi

Burada, m_y/b - yarım bilərziqlərin kütləsi, kq.
Anodun ümumi kütləsi isə yarım bilərziqlərin kütləsinin 2 mislinə bərabər olacaqdır.

$$m_a = 2 \cdot m_y/b$$

Anodun istismar müddəti bu düsturla hesablanı bilər:

$$\tau = \frac{m_a \cdot \alpha \cdot \eta}{8700 \cdot J_a}$$

burada,

τ – anodun istismar müddəti, il;
 m_a -anodun yarım bilərziqlərində olan ərintilərin kütlələri cəmi, kq;
 η - anodun faydalı istifadə əmsalı, %;
8760 - bir ildə olan saatların sayı;
 J_a -anod-boru kəməri zəncirində cərəyan şiddəti, A;
 α -anod ərintisinin verə biləcəyi cərəyanın miqdarıdır ki, onun qiyməti laborator sınaqları ilə müəyyən edilir və bizim işləmələrimiz əsasında istehsal edilən alüminium əsaslı ərintilər üçün $\alpha_{\min} = 2200 \text{ A} \cdot \text{saat/kq}$ və $\alpha_{\max} = 2500 \text{ A} \cdot \text{saat/kq}$ -a bərabərdir.

Qalvanik anod-mühafizə olunan boru-kəməri zəncirində cərəyan şiddəti J_A -bu düsturla hesablanı bilər:

$$J_A = \frac{U}{R}$$

Burada, J_A – cərəyan şiddəti, A;

U – anod-boru kəməri sistemində yaranan potensial fərqi olub, ye-

rində ölçülür, V;

R - anod-boru kəməri zəncirində yaranan müqavimətdir, Om;

Bu müqavimətin qiyməti aşağıdakı düsturla hesablanı bilər:

$$R = \frac{0,315 \cdot \rho}{\sqrt{S_{i\varphi}(a)}}$$

Burada,

R -anod-boru zəncirində yaranan müqavimət, Om ;

ρ -dəniz suyunun xüsusi müqaviməti, Om • m;

$S_{i\varphi}(a)$ - anodun işçi səthi, m²;

0,315 - əmsaldır.

Anodun işçi səthi onun dəniz suyu ilə təmasda olan xarici səthidir və anod ərintisinin xarici qövsünün uzunluğu ilə anodun uzunluğu hasilinə bərabər olub, təqribi də olsa bu düsturla hesablanı bilər: (şək.3)

$$S_{i\varphi} = l_{qövs} \cdot H_a$$

$$l_{qövs} = \frac{2\pi R_2 \cdot \alpha}{360}$$

Burada, $l_{qövs}$ - anodun işçi səthinin qövsü, mm;

R_2 - anodun xarici radiusu, mm.

Boru kəmərinin hər 1 km-nə düşən ($J_{müh}$) belə tapıla bilər.

$$J_{müh} = \frac{(E_{st} - E_{müh}) \cdot \alpha}{r_m}$$

Burada, $J_{müh}$ – mühafizə cərəyanı sıxlığı, A/km;

E_{st} və $E_{müh}$ - kəmərin dəniz suyunda malik olduğu stasionar və

mühafizə potensialları, V;

α - potensialın qeyri-bərabər paylanması əmsalı olub, adətən 1,2÷1,3 arasında dəyişir;

r_m – 1 km kəmərin yaratdığı müqavimətdir, Om•km.

Kəmərin ümumi uzunluğunu bilərək, onun elektrokimyəvi mühafizəsini təmin edəcək cərəyan

$$J_{müh} = j_{müh} \cdot L_{kəm}$$

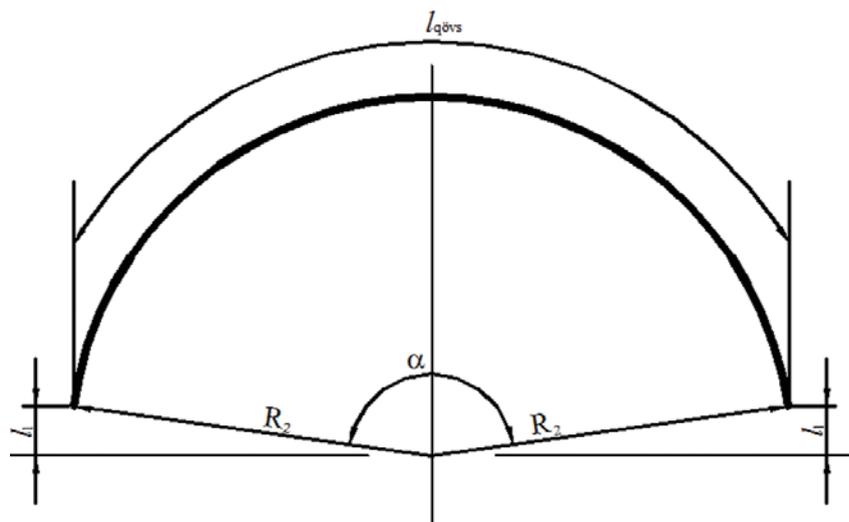
Burada, $J_{müh}$ – boru kəmərinin mühafizəsi üçün tələb olunan cərəyan, A;
 $L_{kəm}$ – magistral boru kəmərinin uzunluğu, km.

Bir anod nümunəsinin verdiyi cərəyanı və boru kəmərinin mühafizə etmək üçün tələb olunan ümumi cərəyanı bilərək bu kəməri mühafizə etmək üçün tələb olunan qalvanik anodların miqdarını hesablayaq

$$N_a = \frac{J_{müh}}{J_a}$$

Təklif olunan qayda ilə müəlliflər tərəfindən 2002-ci ildə bilərziqvari qalvanik anodların təcürbi sınaq partiyasının istehsalı üçün texniki şərtlər işlənərək təsdiq etdirilmişdir. Müəlliflərin yaxından iştirakı ilə Gəncə Əlvən Metal Emalı ASC-də anodların istehsalı mənimsənilmişdir.

Anodların qəbul sınaqları həyata keçirilmiş və geniş tətbiqə tövsiyə edilmişdir. Hazırda Azərbaycanda istismara verilən bütün yeni sualtı boru kəmərlərinin elektrokimyəvi mühafizəsi yalnız bu anodların vasitəsi ilə həyata keçirilir. Anodların sənaye istehsalı üçün yeni texniki şərtlər (TŞ Az 1669347-08-2010) işlənərək razılaşdırılmaq üçün aidiyyatı strukturlara təqdim edilmişdir.



Şək.3 Anodun işçi səthi

Ədəbiyyat

1. ВН 39-1.9-005-98: Нормы проектирования и строительства морского газопровода.- М., 1998. - 19 с.
2. ВСН-51-9-86: Проектирование морских нефтегазопроводов. Мингазпром. - М., 1987.
3. А.П. Буздаков. Цинковое средство защиты от коррозии//Тр. Всесоюз. Совещ. по борьбе с морской коррозией металлов. – Баку: Азернешр, 1958. – С.189.
4. А.С. Федоров, Б.Л. Фейгин. Особенности строительства глубоководного участка газопровода Россия – Турция (проект «Голубой поток»)//Нефтяное Хозяйство -2003. №1. - С.80.
5. А. Роевуск и др. Нефтепромысловое строительство, коррозия и защита окружающей среды.- М., 1985. - В. 23.
6. М.З. Керимов, В.А. Салманов. Основные особенности коррозии металлоконструкций глубоководных морских стационарных платформ и нефтепромыслового оборудования. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе - 2002. №12. - С. 7-12.
- 7.Протекторların tökülmə üsulu. Azərbaycan Respublikasının patenti İ 2005 0001.
- 8.Alüminium əsaslı ərinti. Azərbaycan Respublikasının patenti, İ 2005 0002.
- 9.Boru kəmərlərinin mühafizəsi üçün anod, Azərbaycan Respublika sının patenti, İ 2005 0114.
- 10.Способ отливки протекторов. Патент Российской Федерации №2275983, 2006.
- 11.Fax № 99412930, VIETSOUPEYRO, CPB. 07.05.2002 (№32-817)
- 12.Инструкция по термитной приварке выводов ЭХЗ к магистральным газопроводам. Мингазпром. - М., 1976.

Дəniz sualtı boru kəmərlərinin korroziyadan mühafizə sxeminin seçilməsinin əsaslandırılması və əsas parametrlərin hesablanma qaydaları

M.M.Quliyev, V.A.Salmanlı
 (“Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

Məqalədə dəniz sualtı boru kəmərlərinin korroziya və mikrobioloji yeyilmələrdən mühafizə işlərinin layihələndirmə işlərində mühafizə sxeminin seçilməsi və onun strukturu haqda mövcud olan məlumatlar təhlil edilərək müəyyən təkliflər və onların əsaslandırılması göstərilmişdir.

Dəniz sualtı boru kəmərlərinin mühafizəsi üçün mühafizə edici örtüklərə qoyulan tələblər və onların istismar mühiti ilə əlaqədar necə seçilməsi, həmçinin qalvanik anod materialının, eləcə də anodun konstruksiyasının seçilməsi prinsipləri verilmişdir.

Məqalədə bilərzikvari anodlarla mühafizənin layihələndirilməsi zamanı anodun tələb olunan parametrlərinin hesablanması yolları da öz əksini tapmışdır.

Обоснование выбора защитной схемы морских подводных трубопроводов от коррозии и порядок расчета основных параметров

**М.М.Кулиев, В.А.Салманлы
(НИПИ “Нефтегаз”)**

Реферат

В статье дан анализ выбора схемы защиты от коррозии и микробиологического разрушения морских подводных трубопроводов.

Изложены требования, предъявляемые к защитным покрытиям, применяемым при защите от коррозионного разрушения. Рассмотрены принципы выбора типа защитных покрытий, материала анодных сплавов, а также их конструкций.

Также дан примерный расчет основных параметров браслетных гальванических анодов, используемых при проектировании электрохимической защиты от коррозии морских подводных трубопроводов.

Substantions of a choice of the scheme of protection of sea underwater pipelines from corrosion and a procedure of calculations of key parameters

**M.M.Quliyev, V.A.Salmanli
 (“OilGasScientificResearchProject” Institute)**

Abstract

Selection analysis of protection circuits against corrosion and microbial destruction of subsea pipelines has been presented in this article.

Necessary requirements for protection coating against corrosion destruction have been stated. Principles of the types of protection coating, anodic alloy materials and their structures as well have been considered.

Also, model design procedure of the main parameters of the bracelet type galvanic anodes used in design of electrochemical protection against corrosion of the subsea pipelines, has been provided.



ƏTRAF MÜHİTİN MÜHAFİZƏSİ VƏ TƏHLÜKƏSİZLİK TEXNİKASI

УДК 661.185.1

СНИЖЕНИЕ ИСПАРЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ С ПОМОЩЬЮ АДСОРБЦИОННЫХ НАНОСЛОЕВ

А.Р. Дашиев

НИПИ «Нефтегаз»

Известно, что коллоидно-химические методы и средства (с помощью макро- и микропленок) являются одними из методов снижения потерь нефти и нефтепродуктов из резервуаров (1). На практике, из коллоидно-химических методов и средств нашли внедрение некоторые макропленки на основе бензостойкого латекса типа БСНК (2). К недостаткам известных макропленок, по сравнению с микропленками, относятся: сравнительно большой расход реагентов (несколько тонн на один резервуар объемом 2000-5000 м³); сложная технология приготовления и нанесения; нарушение целостности пленок при вертикальном движении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. Кроме этого, в результате абсорбции нефти и нефтепродуктов, макропленки теряют положительную плавучесть и оседают на дно резервуара. В процессе откачки часть пленок может попасть в трубопровод, создав риск возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации трубопроводов (1).

Наиболее эффективные микропленки в виде адсорбционных нанослоев (АНС) состоят, в основном, из неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ). Ассортимент и продолжительность действия известных АНС ограничены, поэтому они не нашли применения на практике (1). Как показывает анализ опубликованных материалов, отсутствуют также сведения об исследовательских работах, посвященных научному обоснованию выбора оптимального состава АНС. Поэтому вопросы разработки и внедрения научно обоснованных АНС для снижения испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров представляют экономическую и экологическую актуальность в области нефтяной и неф-

техимической промышленности.

Работа посвящена решению следующих задач:

- Формулирование основных требований к АНС;
- Научно обоснованный подход для выбора оптимального состава АНС;
- Теоретическая оценка эффективности АНС;
- Оценка потерь углеводородов из резервуаров методом аналитического мониторинга;
- Проведение лабораторно-промышленного испытания и внедрение оптимальных составов АНС.

С целью создания наиболее устойчивых и эффективных АНС к поверхностно-активным веществам предъявлены следующие требования:

- Они должны обладать минимальными летучими и нетоксичными свойствами;
- Эти соединения, относящиеся к коллоидным ПАВ, в углеводородных растворах должны иметь возможность регулирования закономерностей типа «свойство-строение», «свойство-свойство» путем изменения длины гидрофобных и гидрофильных цепей;
- Значения величин максимального поверхностного натяжения, поверхностного давления, адсорбции и поверхностной активности должны быть максимальными на границе раздела «углеводородная жидкость-воздух»;
- Значения величины критической концентрации мицеллообразования (ККМ) должны быть ультранизкими;
- Поверхность раздела фаз «углеводородная жидкость-воздух» должна обладать максимальной гидрофильностью за счет адсорбции ПАВ.

Исходя из вышеперечис-

ленных требований, в качестве АНС были исследованы НПАВ типа монооксипропиленовых эфиров *n*-алифатических спиртов ($C_mH_{2m+1}O(C_3H_6O)_nH$, или условно C_mPO_n , где $m=1-20$; $n=3-20$) (30).

Поскольку АНС формируются на границе раздела «углеводородная жидкость-газ», возникает необходимость научно обоснованного подхода к выбору оптимального состава АНС путем изучения соответствующих поверхностных явлений. Таким образом, впервые на основе результатов исследований коллоидно-химических показателей углеводородных растворов монооксипропиленовых эфиров *n*-алифатических спиртов в работе выявлены закономерности и соответствующие аналитические выражения ряда корреляций типа «свойство-строение», «свойство-свойство», на основе чего прогнозированы оптимальные составы АНС (4). В табл. 1 (МАС - молекулярно-адсорбционные слои) представлены результаты лабораторных исследований эффективности АНС в зависимости от состава НПАВ и температуры хранимой жидкости (бензин А-93). Как показывают данные табл. 1, наиболее эффективными АНС являются монооксипропиленовые эфиры с максимальной длиной оксипропиленовой цепи и минимальной длиной гидрофобной цепи.

Объем потерь нефти и нефтепродуктов из резервуаров, наряду с технологическими и техническими условиями, зависит также от некоторых физико-химических свойств (теплота испарения (Гб), поверхностное натяжение (s), вязкость (h) и др.) хранимых жидкостей.

Таблица 1

MАС	Si, %					
	278K	283K	288K	283K	298K	303K
C ₁ ПО ₁₆	33,7	29,5	25,6	22,1	18,0	14,1
C ₂ ПО ₁₆	31,05	27,4	24,6	20,4	17,0	13,1
C ₃ ПО ₁₆	28,6	25,1	21,5	17,3	13,8	11,0
C ₄ ПО ₁₆	26,2	23,0	20,4	16,1	13,4	10,9
C ₈ ПО ₁₆	9,1	7,3	6,7	5,4	4,9	3,4
C ₁₂ ПО ₁₆	3,2	2,5	2,3	1,7	1,6	1,2
C ₁₆ ПО ₁₆	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	0,5
C ₂₀ ПО ₁₆	0,9	0,6	0,1	0	0	0
C ₂₀ ПО ₃	0	0	0	0	0	0

Поэтому в работе сделана попытка установить закономерности взаимосвязей «свойство-строение», «свойство - свойство» по этим физико-химическим показателям углеводородных жидкостей. В качестве углеводородных жидкостей были исследованы н-углеводороды (C_mH_{2m+2}) и выявлены следующие эмпирические выражения [5-7]:

Приравнивая выражения (1) и (2), можно получить эмпирическую формулу зависимости Γ₆ от m_c и T:

$$\sigma = 1,26m_c + 32,77 - 0,079T \quad (1)$$

$$\sigma = 48 \cdot 10^{-5} \Gamma_6 + 3,4 \quad (2)$$

$$Q_b = \frac{1,26m_c - 0,079T + 29,36}{48 \cdot 10^{-5}} \quad (3)$$

Или

$$\alpha_0 = \frac{48 \cdot 10^{-5}}{1,26m_c + 29,36 - 0,079T} \quad (4)$$

α₀ = способность жидкостей к испарению, α₀ = Γ₆⁻¹; m_c – число углеродных атомов в молекуле н-углеводородов.

Эффективность снижения испарения н-насыщенных углеводородов с помощью АНС, можно определить также по изменению способности исследуемых жидкостей к испарению:

$$S_i = \frac{\alpha_0 - \alpha_i}{\alpha_0} \cdot 100$$

где: α_i – способность жидкости к испарению при наличии АНС.

Определив экспериментальным путем S_i, можно вычислить величину α_i при различных температурах (278-313 К):

В качестве н-насыщенных углеводородов был использован н-гептан, а в качестве АНС исследованы

$$\alpha_i = \frac{\alpha_0(100 - S_i)}{100}$$

соединения типа CmПО16 (m = 1, 2, 4, 8). С их помощью были проведены лабораторные эксперименты (t = 30 суток; l = 350); определены величины S_i, а также величины α_i из уравнения (6) (табл. 2). Исходя из данных табл.2, выявлены аналитические выражения типа α_i = (aT + b)α₀ для каждого реагента АНС (см. табл. 2). Были установлены отдельные зависимости констант a и b от m_c, на основе чего предложено общее уравнение для определения α_i:

$$\alpha_i = (0,0093T - 0,0008m_cT + 0,25m_c - 1,969)\alpha_0$$

$$\alpha_0 = \frac{4800\eta}{(460,44 - 1,28T)(1,26m_c + 29,36 - 0,079T)m_c^2}, \frac{\text{моль}}{\text{С}}$$

Таким образом, с помощью эмпирических выражений (5) - (8) можно расчетным путем определить эффективность предлагаемых MАС для каждого н-насыщенного углеводорода. Аналогичным путем можно также теоретически оценить эффективность АНС для других нефтепродуктов и различных нефтей.

Промышленные испытания предложенных АНС были проведены на пяти резервуарах (5000 м³) нефтесборного пункта «Дюбенди» ПО «Азнефть» Государственной Нефтяной Компании Азербайджана (ГНКАР). Удельный расход АНС составил 2,3 г/м², а количество монослоев на поверхности нефти при этом составляет примерно 350. Адсорбционные нанослои подаются в резервуар методом распыления. Оценка эффективности АНС осуществлена с помощью

Таблица 2

T, K	$\alpha_0 \cdot 105,$ моль/С	$a_i; S_i (\%); K(\alpha_i \cdot \alpha_0 - 1)$											
		C_1PO_{16}			C_2PO_{16}			C_3PO_{16}			C_4PO_{16}		
					S_i	α_i	K	S_i	α_i	K	S_i	α_i	K
278	2,96	34,7	1,93	0,6	31,2	2,01	0,68	27,2	2,1	0,73	9,4	2,6	0,90
283	3,03	30,6	2,10	0,6	28,7	2,17	0,72	23,7	2,3	0,76	7,5	2,8	0,92
288	3,11	26,4	2,29	0,7	25,5	2,30	0,74	21,2	2,4	0,79	7,0	2,8	0,93
293	3,19	22,9	2,45	0,7	21,3	2,51	0,79	16,7	2,6	0,83	5,6	3,0	0,94
298	3,28	18,9	2,66	0,8	17,3	2,70	0,82	14,0	2,8	0,86	5,1	3,1	0,95
303	3,37	14,5	2,88	0,8	13,6	2,90	0,86	11,2	2,9	0,89	3,6	3,2	0,96
$\alpha_1 = (aT + b)\alpha_0$		$\alpha_1 = (0,0081T - 1,6)\alpha_0$			$\alpha_1 = (0,0075T - 1,41)\alpha_0$			$\alpha_1 = (0,0065T - 1,06)\alpha_0$			$\alpha_1 = (0,0024T + 0,23)\alpha_0$		

хромато-масс-спектрометрического анализа состава нефти до и после применения АНС [8], в результате чего определены фракционные составы нефти ($T = 356 - 379$ K; $T = 379 - 403$ K; $T = 403 - 423$ K; $T = 423$

- 473 K). Эффективность испытуемых АНС по этим данным составляет 15-44 % в течение 2-30 суток. Таким образом, широкое внедрение предложенной микропленки позволит значительно

сократить потери нефти и нефтепродуктов из резервуаров и предотвратить загрязнение воздушного бассейна парами углеводородов.

Литература

1. Дашдиев А.Р. Об эффективности применения химических покрытий для снижения потерь углеводородов в системах хранения нефти, нефтепродуктов//Азербайджанское Нефтяное Хозяйство - 2004. № 5. - С. 49-52.
2. Сулейманов А.Б., Геокчаев Т.Б., Дашдиев Р.А. Снижение испарения нефти из резервуаров с помощью микроэмульсионной пленки//Нефтяное Хозяйство - 1988. № 7. - С. 49-52.
3. Дашдиев А.Р., Велиев Г.А. Выделение и идентификация индивидуальных оксипропиленовых эфиров н-алифатических спиртов//Химические проблемы - 2006. № 4. - С. 640-645.
4. Дашдиев А.Р. Исследование закономерностей «свойство-строение» для неионогенных ПАВ, снижающих испарение углеводородов//Азербайджанский химический журнал - 2005. № 3. - С. 105-110.
5. Дашдиев А.Р. Исследование поверхностного натяжения н-насыщенных углеводородов//Азербайджанский химический журнал - 2007. № 2. - С. 96-99.
6. Дашдиев А.Р. Изучение взаимосвязи между величинами теплоты испарения, температуры кипения и поверхностного натяжения н-насыщенных углеводородов //Азербайджанский химический журнал. - 2006. № 1. - С. 199-204.
7. Дашдиев А.Р., Велиев Г.А. Изучение закономерностей «свойство-строение», «свойство - свойство» для н-насыщенных углеводородов по некоторым физико-химическим показателям //Химические проблемы - 2006. № 4. - С. 149-155.
8. Дашдиев А.Р. О результатах аналитического мониторинга углеводородных потерь из резервуаров с целью оценки эффективности молекулярных слоев для снижения испарения нефти //Азербайджанское Нефтяное Хозяйство - 2005. №12. - С. 60-66.

Снижение испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров с помощью адсорбционных нанослоев

А.Р.Дашдиев
(НИПИ "Нефтегаз")

Реферат

Работа посвящена одной из актуальных проблема нефтяной промышленности - снижению потерь нефти и нефтепродуктов из резервуаров. С целью разработки научно обоснованных эффективных адсорбционных нанослоев (АНС) для снижения потерь нефти и нефтепродуктов из резервуаров были проведены некоторые исследования, определены основные требования для АНС; были выбраны оптимальные составы АНС на основе закономерностей «свойство-свойство» «свойство-строение» для неионогенных поверхностно-активных веществ; с целью теоретической оценки эффективности АНС предложены эмпирические выражения для н-насыщенных углеводородов; с помощью аналитических методов осуществлена оценка потерь углеводородов из резервуаров; были проведены лабораторно-промышленные испытания и внедрение оптимальных составов АНС.

Adsorbsiya nanotəbəqələrinin köməyi ilə çənlərdən neft və neft məhsulları itkilərinin azaldılması

A.R.Daşdiyev
(“Neftqazemitədqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

İş neft sənayesinin aktual problemlərindən birinə, çənlərdən neft və neft məhsulları itkilərinin azaldılması məsələsinə həsr olunub. Çənlərdən neft və neft məhsulları itkilərinin azaldılması məqsədilə elmi əsaslandırılmış, yüksək səmərəli adsorbsiya nanotəbəqələrinin (ANT) işlənilib hazırlanması üçün bir sıra tədqiqatlar aparılmışdır: ANT-lərə qarşı tələblər müəyyən edilmişdir; qeyri-ionogen səthi-fəal maddələr üçün «xassə-xassə», «xassə-quruluş» tipli qanunauyğunluqlar əsasında optimal ANT tərkibləri seçilmişdir; n-doymuş karbohidrogenlər üçün ANT səmərəliliyinin nəzəri qiymətləndirilməsi modeli verilmişdir; analitik metodların köməyi ilə çənlərdən karbohidrogen itkiləri qiymətləndirilmişdir; optimal ANT tərkiblərinin laboratoriya-sənaye sınaq və tətbiq işləri aparılmışdır.

Decrease of storage tanks oil and oil products evaporation by means of adsorption nanolayers

A.R. Dashdiyev
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)

Abstract

This work is devoted to one of the up-to-date problems of oil industry-oil and oil product tanks losses reduction. The aim is to develop and introduce scientifically surveyed high effective adsorption nanolayers (ANL) for reduction of existing hydrocarbon losses within systems for oil and oil products storage, the number of investigations were carried out scientific survey of investigation objects and methods; formulation of main initial requirements for molecular layers; selection of optimal ANL contact retained on the bases of regularities ‘property-construction’ ‘property-property’ for nonionic surfactants; efficiency evolution for n-saturated hydrocarbons and number of other volatile toxicants on the basis of correlated interactions according to their some physical-chemical inducer; evolution of existing hydrocarbon losses from tanks by means of analytic and model monitoring methods; conduction of laboratory-industrial tests and intrusion of optimal ANL contents



ВОПРОСЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛАХ СТАРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АБШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАЛАХАНЫ

Н.З.Гасымов, Р.А.Юсифов, О.А.Зейналова, А.Н.Ахадова

НИПИ “Нефтегаз”

Нефтегазовая отрасль, занимая базовое положение в экономике Азербайджана, одновременно относится к числу производств, оказывающих наиболее сильное воздействие на экологию. Инженерные сооружения нефтегазовых месторождений являются источником комплексного воздействия на окружающую среду. В связи с этим большое значение приобретает выявление и решение вопросов, связанных с обеспечением экологической безопасности этой отрасли. Особое место в концепции общего развития страны, опирающейся на широкие социально-экономические реформы, занимают вопросы охраны окружающей среды, проживания людей в здоровой природной среде и использования природных ресурсов во имя улучшения благосостояния народа.

Как известно, существует несколько путей утилизации попутного нефтяного газа (см., например, [1], [2]):

- Применение небольших газовых турбогенераторов для производства электроэнергии и ее последующая продажа на энергетическом рынке. Попутный газ является природным газом, растворенным в пластовой нефти в нефтяном коллекторе. При добыче нефти попутный газ можно улавливать и направлять на перерабатывающую газовые выбросы установку для последующего сбыта. В этом случае он используется в качестве топлива для небольших турбогенераторов при производстве электроэнергии;

- Консервация газовых выбросов. Сохранение отработанных газовых выбросов для переработки на установках, предназначенных для природного газа. Один из наиболее перспек-

тивных вариантов такой переработки – конверсия газовых выбросов в жидкие углеводороды (GTL):

- Повторная закачка газовых выбросов в нефтяной коллектор для повышения нефтеотдачи пласта. Этот вариант заключается в повторном нагнетании отходящего газа в пласт для поддержания пластового давления при добыче. Повторная закачка газовых выбросов используется в качестве вторичного механизма, для которого необходима очистка и компримирование газа. Это требует дополнительных расходов, но в то же время продлевает срок эксплуатации нефтяного месторождения. Таким образом, газовые выбросы можно многократно использовать в течение всего периода активной эксплуатации нефтяного месторождения (см. 1).

Необходимость утилизации газовых выбросов с помощью методов, отличающихся от простого сжигания газовых выбросов в факелах, заключается в следующем:

1. Сжигание газовых выбросов в факелах и их выброс в атмосферу потенциально опасны для здоровья, так как в результате сжигания газа в воздухе образуются токсичные вещества, которые абсорбируются растениями и могут попасть в пищевую цепь;

2. В экологическом отношении сжигание газовых выбросов имеет такие последствия, как глобальное потепление, кислотные осадки и изменение климата. Газовые выбросы диоксида углерода и факельных газов способствуют усилению парникового эффекта и глобальному потеплению;

3. Затрачиваются ценные невозобновляемые ресурсы. Потери попутного нефтяного газа исторически были связаны с не подготовленностью

инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки. Поэтому попутный нефтяной газ просто сжигался на факелах, а при отсутствии факельных установок выбрасывался в атмосферу. Проблема утилизации попутного нефтяного газа была унаследована Азербайджаном еще с советских времен, когда упор в развитии зачастую делался на экстенсивные методы развития. При этом во главу угла ставился рост объемов добычи сырой нефти – основного источника доходов бюджета. Расчет делался на большие месторождения, крупные производства и минимизацию издержек. Переработка попутного нефтяного газа, с одной стороны, оказывалась на заднем плане ввиду необходимости осуществления существенных капитальных вложений в относительно менее рентабельные проекты, с другой стороны, создавались разветвленные газосборные системы и строились ГПЗ под сырье с ближайших месторождений. Последствия этого мы наблюдаем в настоящее время.

Схема утилизации попутного газа предполагает строительство газоперерабатывающих заводов совместно с разветвленной сетью газопроводов для сбора и доставки попутного газа. Реализация традиционных схем утилизации требует значительных капитальных затрат и времени и, как показывает мировой опыт, практически всегда на несколько лет не успевает за освоением месторождений. Использование данных технологий экономически эффективно лишь на крупных производствах (миллиарды м. куб. исходного газа) и экономически необоснованно на средних и мелких месторождениях.

Другим недостатком этих схем является неспособность по техническим и транспортным причинам утилизировать попутный газ концевых ступеней сепарирования ввиду его обогащения тяжелыми углеводородами.

Основные потери нефтяного газа формируются в основном за счет мелких, малых и средних удаленных месторождений, а также на месторождениях с большим сроком эксплуатации. Организация сбора газа с таких месторождений по схемам, предлагаемым для строительства крупных газоперерабатывающих заводов, является весьма капиталоемким мероприятием.

В современном понимании точкой отсчёта в развитии нефтедобывающей промышленности в азербайджанской историографии считается 1871 год, когда близ Баку были открыты месторождения Балаханы, Сабунчи, Раманы и Биби-Эйбат. С этого времени добыча нефти велась с применением механического способа бурения. С развитием технологии бурения скважин на Абшеронском полуострове последовали открытия новых месторождений, которые заложили основу отрасли. Начинает развиваться соответствующая инфраструктура и нефтепереработка.

В настоящее время работанность запасов по месторождениям суши составляет 87% от начальных извлекаемых запасов. При этом основные выявленные месторождения и разведанные запасы нефти и газа в основном сосредоточены в Абшероно-Гобустанской нефтегазоносной области (70%). Динамика добычи нефти на суше с 1961 года характеризуется снижением. Основными причинами снижения добычи нефти на оншорных месторождениях являются:

- многолетний срок разработки месторождения и ухудшение технического состояния эксплуатационного и нагнетательного фонда и систематический выход скважин из строя, что привело к снижению эффективности проводимых методов повышения нефтеотдачи и

интенсификации скважин;

- уменьшение объема эксплуатационного бурения, что отрицательно отразилось на количестве вводимых новых и обновлении фонда скважин, выбывших по техническим причинам.

В настоящее время имеющийся на суше эксплуатационный фонд скважин используется не полностью, средний дебит скважин составляет 0,8 тонн/сутки. В то же время имеется значительное количество остаточных балансовых запасов нефти.

Добыча нефти и газа на месторождениях суши осуществляется нефтегазодобывающими управлениями: «Балаханынефть», «Биби-Эйбатнефть», имени А.Амирова, имени Г.З.Тагиева и УНП «Мурадханлы». НГДУ «Балаханынефть» эксплуатирует месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы и на его долю приходится 35-40% от общей нефтегазодобычи по суше.

Как уже было отмечено выше, «Балаханынефть» является самым старым и запущенным месторождением, эксплуатируемым с 1871 года. НГДУ «Балаханынефть» расположено на равнинной части Абшерона, в 16 км к северо-востоку от г. Баку. Площадь НГДУ составляет 1551 га. На данный момент сбор и транспортировка нефти производится в 8 НГДЦ-ах. Добыча нефти по НГДУ на 2007 год составила 213907 т/год, а газа – 9125 тыс.м³/год, а в 2008 году - 211700 т/год и 11500 тыс.м³/год соответственно.

Среднесуточная добыча нефти по НГДУ в 2007 году составила 586 т, а газа 25 тыс.м³; в 2008 году среднесуточная добыча нефти по НГДУ составила 580 т, а газа 31 тыс.м³. Фонд скважин месторождения составляет более 2000 скважин. Из них 1158 скважин действуют, 221 скважина бездействует, около 300 скважин ликвидировано. Ниже в таблице приведены данные об ожидаемой добыче, сдаче и потерях газа (тыс.м³). Сбор газа осуществляется двумя газокompрессорными станциями (ГКС): ГКС №6

и ГКС №8. Мощность ГКС составляет 25×3=75 тыс. м³/сутки (25 тыс. м³/сутки – производительность одной газокompрессорной машины). На ГКС №6 работает одна машина, на ГКС №8 из двух машин на данный момент времени работает только одна. Годовой план составил 9 400 тыс. м³ газа. На ГКС №6 перекачивается 31 тыс. м³/сутки, 45,5% которого составляет воздух, 54,5% - чистый газ. На ГКС №8 перекачивается 19 тыс. м³/сутки, 57% которого составляет воздух, 43% - чистый газ (тыс. м³).

Сотрудниками НИПИ «Нефтегаз» совместно со специалистами ЗАО «Углеметан Сервис» было исследовано 90 точек (источников выбросов) с целью расчёта объёмов утечек отходящего попутного газа на объектах НГДУ «Балаханынефть». Выброс попутного газа низкого давления в атмосферу происходит в основном из заглубленного и заколонного пространства скважин, не подключённых к вакуумной линии. Причиной этого является удалённость скважин от имеющегося вакуумного коллектора, нарушение процесса добычи нефти и снижение добычи при установке заглушек, низкое давление попутного газа, а также нехватка средств для прокладки выкидных линий для его сбора. На основе замеров скорости потока газа и концентрации в нём метана были осуществлены расчёты объёма вентилируемого в атмосферу газа на исследуемых точках. Согласно этим расчётам на запорной арматуре скважин и других объектах системы газораспределения, суммарный объём утечек попутного газа составил 7690.8 м³/сутки. Подсчёты показали, что из одной скважины действующего фонда в атмосферу выбрасывается в год в среднем 34755,7 м³ попутного газа. Устранение причин потерь газа из резервуаров весьма проблематично по причине изношенности нефтяного оборудования.

Год	Ожидаемая добыча	Сдача	Потери	Внутренние расходы
2008	1150	5440	420	270
2009	9000	-	230	-
2010	9000	-	225	-

Учитывая, что действующий фонд месторождения насчитывает 1151 скважину, а количество скважин, не подключённых к вакуумной линии, составляет 75% действующего

фонда, нетрудно сделать выводы о суммарном количестве попутного газа, выбрасываемого в атмосферу, и в целом о масштабах этой проблемы в рамках республики.

Необходимо отметить, что утилизация газовых выбросов на

нефтяных и газовых месторождениях требует технико-экономического аудита каждого месторождения с дальнейшей разработкой и реализацией эффективного способа утилизации газовых выбросов данного месторождения.

Литература

1. Андреева Н.Н. Способы снижения экологической нагрузки на окружающую среду при разработке нефтяных месторождений небольшого размера // Исследования эколого-географических проблем природопользования для обеспечения территориальной организации и устойчивости развития нефтегазовых регионов России: Теория, методы и практика. - Нижневартовск: НГПИ, ХМРО РАЕН, ИОА СО РАН, 2000. - С. 9.

2. Князев М.А., Лукьянов В.Г. Попутный нефтяной газ: проблемы и их решение. // Академия Энергетики - 2008. №6(26)

Вопросы загрязнения окружающей среды на нефтяных промыслах старых месторождениях Абшеронского полуострова на примере месторождения Балаханы

Н.З. Гасымов, Р.А. Юсифов, О.А. Зейналова, А.Н. Ахадова
(НИПИ "Нефтегаз")

Реферат

В статье рассматривается проблема утилизации выбрасываемого в атмосферу попутного нефтяного газа на старых месторождениях Азербайджана. В статье говорится о необходимости утилизации попутного газа с помощью методов, отличающихся от простого сжигания в факелах, и приводится анализ методов утилизации. Также приведены результаты исследований, проведенных сотрудниками института «Нефтегазпроект» совместно со специалистами ЗАО «Углеметан Сервис», источников выбросов с целью расчета объемов утечек отходящего попутного газа на объектах НГДУ «Балаханнефть».

Balaxanı yatağının nümunəsində Abşeron yarımadasındakı köhnə yataqlarda yerləşən mədənlərdə ətraf mühitin çirklənməsi problemi

N.Z. Qasimov, R.Ə. Yusifov, O.Ə. Zeynalova, Ə.N. Əhədova
(“Neftqazəlmütədqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

Məqalədə, Azərbaycanın köhnə yataqlarında havaya atılan səmt qazının utilizasiyası problemi qaldırılmışdır. Burada səmt qazının adi məşəldə yandırılmadan başqa üsullarla utilizasiyasının zəruriliyi haqqında deyilir və utilizasiya metodları analiz olunur. Məqalədə, “Neftqazlayihə” institutunun əməkdaşlarının “Uqlemetan Servis” QSC-nin mütəxəssisləri ilə birgə apardıqları “Balaxanıneft” NQÇI-nin obyektlərində itirilən səmt qazının həcminin hesablanması üçün tullantı mənbələrinin öyrənilməsinə yönəlmiş tədqiqatların nəticələri verilmişdir.

Environmental pollution problem in the fields located in Absheron peninsula old fields on Balakhany field example

N.Z. Kasumov, R.A. Usifov, O.A. Zeinalova, A.N. Akhadova
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)

Abstract

The problem of utilization of associated petroleum gas at old fields of Azerbaijan is discussed in the article. Here is considered the necessity of associated gas utilization using the methods distinguished from simple gas outburst flaring and also there analysed the methods of its utilization. There in the article are shown the results of investigations carried out by “Oil&Gas Design” institute collaborators in common with specialists of CCC “Uglemetan Service” directed to analyse the sources of outburst in order to calculate the volume of leakages of end associated gas at the objects of OGPO “Balakhanyneft”.

YANACAQ –ENERJİ-KOMPLEKSİNDƏ LAYİHƏLƏRİN İŞLƏNMƏSİ VƏ REALLAŞMASI ZAMANI ƏTRAF MÜHİTİN MÜHAFİZƏSİNİN BAŞLICA İSTİQAMƏTLƏRİ

A.G.Hüseynov

AzTU

Təbii resurslardan qeyri-səmərəli istifadə və ekoloji mühitin pisləşməsi problemləri hələ 1968-ci ildə yaradılmış Roma klubunun modellərində öz əksini tapmışdır. Daha çox məlum modellərdən birinə görə, 2015-ci ildə bərpa oluna bilməyən resurslar 3/1 nisbətində azalacaq, çirklənmə səviyyəsi isə, 1970-ci ildəki səviyyədən bir neçə dəfə yüksək olacaq ki, buna dair hesablamalar və proqnozlar verilmişdir.

2000-ci ilin sentyabr ayında BMT-də keçirilən minilliyin Zirvə toplantısında 147 ölkənin rəhbərləri iqtisadi inkişafın bir sıra məqsədli göstəriciləri üzrə razılaşdırılmış qərar qəbul etmişlər ki, bu da 2002-ci ilin 26 avqust – 4 sentyabr tarixlərində Yoxannesburqda keçirilmiş və sabit inkişaf məsələlərinə həsr olunmuş Zirvə toplantısında davamını tapmışdır. Zirvə toplantısının başlıca məqsədi, sabit inkişaf siyasətinin prioritetliliyinin bəyan edilməsindən və 2015-ci ilə qədər ümumdünya inkişafının məqsədli göstəricilərinin təsdiqlənməsindən ibarət olmuşdur. Davamlı inkişaf prioritetləri kimi, energetikanın inkişafı, ətraf mühitin mühafizəsi, resurslardan istifadə, eləcə də, yer kürəsi əhalisinin sağlamlığına dair problemlər və perspektivlər gözdən keçirilmişdir. Qeyd olunmuşdur ki, energetikanın inkişafı bir tərəfdən davamlı inkişafa imkan yaradır, digər tərəfdən ətraf mühitin çirklənməsinin artmasının və əhalinin səhhətinin pisləşməsinin başlıca səbəbidir. 1992-ci ildən dünyada enerji istehlakı xeyli dərəcədə artmışdır və gözlənilməsinə görə, 2020-ci ilə qədər ildə 2% intensivlikdə artacaq. Əgər bu proqnoz reallaşarsa, 1998-ci illə müqayisədə, 2035-ci ildə enerji istehlakı iki dəfə, 2055-ci ildə isə üç dəfə artacaq.

Lakin, bütün dünyada enerji istehlakının artmasına baxmayaraq,

hazırda 2,5 milyard insanın və ya Yer Kürəsi əhalisinin 1/3-nin hələ də müasir enerji təchizi xidmətlərindən istifadə imkanı yoxdur. İnkişaf etmiş ölkələrdə insanlar ildə adam başına orta hesabla 6,4 ton neft ekvivalenti sərf edir ki, bu da inkişaf etməkdə olan ölkələrdə enerji istehlakı normasından 10 dəfə yüksəkdir.

Enerjiyə illik tələbatın 2,5%-nə nail olunması üçün inkişaf etməkdə olan ölkələrdə hər il ümumi daxili məhsul həcminin 2-2,5% məbləğində investisiyaların qoyulması zəruridir. Eyni zamanda, bu gün enerji sahəsinə investisiyalar ildə 290-430 milyard təşkil edir, bu səbəbdən də, onların artırılması üçün daxili və xarici mənbələrdən bütün vəsaitlərin səfərbər olunması zəruridir.

Ümumdünya enerji balansında enerjinin təqribən 80%-i neft-qaz-kömür yanacağından istifadə olunması hesabına hasil edilir, nüvə enerjisinin payı 16%, bərpa olunan müasir enerji mənbələri, o cümlədən, hidroenergetika, müasir bioloji aləmdən alınan və geotermal, külək və günəş enerjisinin payı istehsal olunan bütün enerjinin təxminən 4,5%-ni təşkil edir.

Ekoloji amilləri nəzərə alınması ilə, “cəmiyyət – təbiət” sistemində qarşılıqlı əlaqələrin tənzimlənməsi üzrə məqsədyönlü fəaliyyət dövlətin ekoloji siyasətinin formalaşmasında başlıca element olmalı və təsərrüfatçılıq fəaliyyətinin effektivliyinin qiymətləndirilməsində nəzərə alınması zəruri olan müəyyən prinsiplərə əsaslanmalıdır.

Ətraf mühit üzrə BMT-nin ikinci konfransının sənədləri və qərarları, birincisi, bərpa oluna bilməyən resursların məhdudluğu ilə əlaqədar resurs hədləri kimi və ikincisi, təbii ekosistemlərin çirklənmə axınlarını qəbul etmək imkanlarının həddləri kimi şərh olunan inkişaf hədlərinin

mövcudluğu barədə nəticə çıxarmaq imkanı verir.

Bu nöqtəy-nəzərdən bir sıra alimlər tərəfindən biosferin və ya ekosistemin təsərrüfat (daşıyıcı) tutumu anlayışı nəzərdən keçirilir ki, bu da bir sıra hallarda, resursları əvəz etməklə və ya resursları qoruma və təbiəti mühafizə texnologiyaları yaratmaqla, həddlərin onlara nail olunması vaxtına görə təxir salınmasının mümkün olduğunu nəzərə almaq imkanı verir. Məlumdur ki, maddələrin və enerji axınlarının tarazlığını qorunub saxlanması təbiətdə neqativ ekoloji dəyişikliklərə gətirib çıxarmır və ekoloji sistemlərdə sabitliyi təmin edir. Kəmiyyət baxımından göstərilmiş vəziyyət antropogen yük səviyyəsi və müəyyən ərazinin sabitlik potensialı (assimilyasiya potensialı) arasındakı nisbətə müəyyən edilir: P/P_1 , burada P — antropogen yük əmsalı; P_1 — ərazinin sabitlik potensialı əmsalı (öz-özünə təmizlənmə, yayılma, bioloji qoruma, ayrılma və s. qabiliyyəti).

Assimilyasiya potensialının münasib tənzimlənməsi üsulu çirkləndirici maddələrin maksimum yol verilən tullantılarının və atılmalarının (MYVT və MYVA) həcmi hesab olunur. Bu, aşağıdakı fərziyyə ilə izah olunur: əgər ətraf mühitə düşən çirklənmə həcmi MYVT və ya MYVA-nı aşmırsa, bu halda həmin ərazinin özü, əlavə təbiəti mühafizə xərcləri sərf etmədən ona daxil olan zərərli maddələrin öhdəsindən gəlir və özü üçün ciddi nəticələrə səbəb olmadan onları assimilyasiya edir, (məsələn, onun ekosisteminin daxili strukturunu dəyişdirmədən.) MYVT və MYVA əmsalları müxtəlif çirkləndiricilərə və onların uyğunluqlarına görə fərqləndirilir və ekosistemlərin təbii assimilyasiya qabiliyyətini dolayısı ilə nəzərə alır.

Azərbaycanın bazar iqtisadiyyatına keçidi neft-qaz kompleksinin inkişafı sahəsində yüksək fəallıqla müşayiət olunur, lakin, iqtisadi böhranın kəskinliyi ətraf təbii mühitin keyfiyyətinin azalmasında və nəticədə, əhalinin sağlamlığının pisləşməsində, həyat davamiyyətinin qısalmasında və digər mənfi demografik nəticələrdə özünü göstərən ekoloji böhran təsirlərinin dərk edilməsini ikinci plana çəkmişdir. Beləliklə, təbiətdən davamlı istifadənin, ekoloji şəraitin yaxşılaşdırılmasının təmininə və onun əhalinin sağlamlığına xoşagəlməz təsirlərinin azaldılmasına yönəldilmiş yeni ekoloji dövlət siyasətinin yaradılmasına çox böyük zərurət yaranmışdır ki, bunsuz bütün cəmiyyətin davamlı inkişafı və stabilliyi mümkün deyildir.

“Cəmiyyət – təbii mühit” sistemi üçün “davamlı inkişaf” anlayışı aşağıdakı mənalarda başa düşülməlidir: [5]

-resurslardan cəmiyyətin üzvlərinin hüquq bərabərliyinin təmini və sosial ədalət şəraitinin yaradılması məqsədi ilə istifadəni nəzərdə tutan sosial baxımdan davamlı inkişaf;

-insan tərəfindən yaradılan kapitalı (maddi), insan kapitalını və təbii kapitalı dəstəkləyən iqtisadi baxımdan davamlı inkişaf;

-insanların rifahının təbii ehtiyat mənbələrinin və ətraf mühitin keyfiyyətinin qorunub saxlanması hesabına təmin olunduğu ekoloji baxımdan davamlı inkişaf.

Dünya bankının məlumatına görə, davamlı inkişaf deyəndə, aşağıdakı məqsədlərə nail olunması nəzərdə tutulur:

-ekosistemlərin pozulmazlığının, bioloji növ müxtəlifliyinin, əlverişli ətraf mühit şəraitinin qorunub saxlanması və s.-nin daxil olduğu ekoloji məqsədlər;

-iqtisadiyyatın inkişafını və onun effektivliyini nəzərdə tutan iqtisadi məqsədlər;

-sosial məqsədlər.

Lakin, yuxarıda sadalanmış məqsədlərdən birincisinə nail olunması iqtisadiyyatın istehsal həcminin artması və sosial məqsədlərə nail olunması ilə ziddiyyət təşkil edir, daha doğrusu, ekoloji və iqtisadi məqsədlər

arasında ziddiyyət yaranır.

V.Danilov-Danilyanın fikrincə, iqtisadi və sosial inkişafın davamlılığını və ekoloji imperativə (tələbə) uyğunluğunu nəzərə almaqla bu inkişafın konkret məqsədlərini müəyyən etmək, iqtisadi problemlərin mövcud həlli yollarının uzunmüddətli ekoloji nəticələrinin uçotunu isə əsas problem hesab etmək, başqa sözlə, gələcək nəsillər üçün neqativ ekoloji nəticələrin minimallaşdırılmasının vacibliyini qəbul etmək labüddür [4].

Hər hansı bir müəssisəyə (təsərrüfat subyekti) insanın təsərrüfat fəaliyyəti prosesində çirklənməyə və ətraf mühitin deqradasiyasına təsir göstərən ilkin və ən vacib element kimi baxmaq olar. Belə mənfi təsiri minimuma çatdırmaq üçün, iqtisadiyyatın ekoloji tələblərə uyğunluq strategiyasının işlənməsini zərurdir ki, bu proses ətraf mühitə düşən yükün azaldılmasına (onun keyfiyyətinin bərpası miqyasında) yönəldilmiş kompleks tədbirlər: idarəetmə (təşkilatı), texnoloji, maliyyə-iqtisadi tədbirlər toplusu kimi nəzərdən keçirilməlidir. Bununla yanaşı, istehsal məqsədi-iqtisadiyyatın lazımı inkişaf templəri ilə gəlir əldə etmək məqsədi saxlanılmalıdır. Mütəxəssislərin fikrincə, strategiyanın dörd növünü tətbiq etmək olar.

Birinci strategiya ona əsaslanılır ki, istənilən istehsal-kommersiya əməliyyatının effektivliyinin hesablanması zamanı həmin əməliyyatın nəticəsi olan ətraf mühitin çirklənməsindən dəyən iqtisadi ziyanı nəzərə almaq lazımdır.

İkinci strategiya texnoloji proseslər zamanı bərpa xarakterli tədbirlər hesabına tullantıların həcminin mümkün qədər maksimum səviyyədə azaldılması ilə əlaqədar olmalıdır.

Üçüncü strategiya ekoloji riskin azaldılmasına yönəldilmişdir və etibarlı təbii mühafizə sistemi tədbirlərinə malik olan, lakin istehsalatda yüksək toksik və radioaktiv materiallardan istifadə edən müəssisələrdə tətbiq oluna bilər.

Dördüncü strategiya müəssisənin fəaliyyətinin ətraf mühitə ümumi təsirlərinin minimallaşdırılmasına yönəldilmişdir. Belə strategiyanın reallaşdırılması zamanı müəssisənin

istehsalat-kommersiya fəaliyyətində ayrıca məhsul növlərinin istehsalının dayandırılmasına kimi daha radikal dəyişikliklərdən istifadə oluna bilər. Hər hansı konkret strategiya növünün seçilməsi aşağıdakı parametrlərin təhlilinə əsaslanır:

- regionda ümumi ekoloji vəziyyət;

- (müəssisənin) istehsal imkanları;

- istehsalat fəaliyyətində təbii mühafizə təyinatlı avadanlığın mövcudluğu səviyyəsi;

- müəssisənin maliyyə baxımından sabitliyi;

- müəssisənin orta və uzun müddətli strategiyasının həyata keçirilməsi baxımından innovasiya fəaliyyəti və istehsalın bərpası siyasəti.

Təsərrüfat fəaliyyətinin ekoloji tələblərə uyğunlaşdırılması səviyyəsinin genişləndirilməsi çərçivəsində ekoloji monitorinq və ekoloji ekspertizaya (müəssisənin təsərrüfat fəaliyyətinin ətraf mühitin mühafizəsi və ekoloji təhlükəsizliyin təmini baxımından tələblərə uyğunluğunun yoxlanılmasına və qiymətləndirilməsinə) böyük diqqət yetirilməlidir.

E.Girusov davamlı inkişafın informasiya və beynəlxalq aspektlər siyahısını təklif etmişdir ki, bunları qeyd olunmuş strategiyaların və proqramların işlənilib hazırlanması zamanı nəzərə almaq lazımdır: [6]

-müxtəlif mülkiyyət formalı əmtəə-bazar iqtisadiyyatına, istehsalçıların və satıcıların rəqabətinə, kənd təsərrüfatı və sənaye məhsullarının kifayət qədər istehsalına və əhalinin mədəni rifahına və digər elementlərə əsaslanan iqtisadi aspekt;

-əsasını aclıqla, yoxsulluqla mübarizə, gənc nəslin layiqli ümumi təhsili təşkil edən sosial aspekt;

-iqtisadiyyatın inkişafı şəraitində ekoloji tələblərin yerinə yetirilməsini, cəmiyyətin ekoloji təhlükəsizliyini, təbii resurslardan səmərəli istifadəni, təbiətdən istifadəni inzibati, iqtisadi və hüquqi idarəetmə metodlarının tətminləşdirilməsini, başqa sözlə, həm mövcud, həm də gələcək nəsillərin normal mövcudluğu üçün real imkanların qorunub saxlanması təmin etməyə çağıran ekoloji aspekt;

-sülhün qorunmasına, münə-qişələrin hərbi vasitələrlə həll olun-mamasına, iqtisadi, mədəni və təbiəti mühafizə fəaliyyətində partnyorluğun təmininə yönəldilmiş beynəlxalq aspekt;

-elementləri elm, təhsil fəaliyyətindəki əlaqəsizliyi aradan qaldırmağa, davamlı inkişaf strate-giyasına dair təcrübəni və uğurları ümumiləşdirməyə və s. dəvət edən informasiya aspekti.

İnformasiya aspekti çərçivə-sində, təsərrüfat fəaliyyətinin və ətraf mühitin vəziyyətinin biosfer, regional və digər səviyyələrdə müxtəlif sabitlik göstəricilərinin qiymətlən-dirilməsi üçün zəruri olan paramet-rələrinin monitorinqinin mühüm əhəmiyyətini qeyd etmək lazımdır.

Hər bir ölkə, o cümlədən, Azərbaycan da global ekoloji böhrana qarşı öz töhfəsini verir. Belə töhfəni ekoloji imperativə (tələbə) müvafiq olaraq təbii ekosistemləri pozulmuş və ya pozulmamış ərazilərin ölçülərinə və qarşılıqlı əlaqələrinə və hər bir ölkə daxilində ilkin təmiz biota (flora və fauna) məhsullarının istehlakına görə qiymətləndirmək olar.

İndiki dövrdə ətraf mühitlə bağlı mövcud vəziyyət hər bir ölkəni ekoloji problemləri ümumbəşəri kon-tekstə çıxarmağa məcbur etmişdir. Regiondakı mövcud ekoloji problemlərin planlı surətdə həll edilməsi məqsədlə Azərbaycan Respublikası-nın prezidenti tərəfindən 28 sentyabr tarixində "Azərbaycan Respublikasında ekoloji vəziyyətin yaxşılaşdırılmasına dair 2006-2010 cu illər üçün Kompleks Tədbirlər Planı" təsdiq olunmuşdur. Bakı və Abşeron yarımadasının ekoloji durumunun sağlamlaşdırılmasında bu tədbirlər planının böyük əhəmiyyəti vardır. Kompleks Tədbirlər Planında ətraf mühitin mövcud vəziyyətinin bərpasına yönəldilmiş bütün əsas fəaliyyət istiqamətləri öz əksini tap-

mışdır, [2].

ARDNŞ ətraf mühitin qorun-ması və təbii ehtiyatlardan səmərəli istifadə sahəsində niyyətini və ekoloji təhlükəsizliyini təmin edən prioritet vəzifələrin həlli strategiyasını özündə əks etdirən əsas sənədi, ekoloji siyasə-tini hazırlamışdır. Bu sənəd ekologiya sahəsində atılacaq bütün növbəti addımların istiqamətlərini, mərhələ-lərini, prioritet elmi, texnoloji, təşkilati vəzifələri özündə əks etdirir. [1] ARDNŞ aşağıdakı məsələlərin həllini öz ekoloji siyasətində prioritet vəz-ifələr hesab edir və təsərrüfat fəaliyyəti ilə məşğul olan ərazilərdə daha sərt ekoloji tələblərin irəli sürüldüyü iqtisa-di islahatların həyata keçirilməsi tələb edilir.

-ARDNŞ-in tabeliyində olan Xəzər dənizi akvatoriyasında, sahil boyunda yerləşən NQÇİ-lərdən, boru kəmərlərindən, neft tullantılarından, emal sənayesi zavodlarından, yardımçı obyektlərdən dənizə atılan tullantıların tamamilə qarşısını almaq;

-gözlənilməz qəza halları nəticəsində dənizdə neftlə çirklən-mələrin qarşısını almaqdan ötrü ARDNŞ-in "Neft Yayılmalarına qarşı Fəaliyyət Planı"nın işlənilməsi, təsdiqi və həyata keçirilməsini təmin etmək və reallaşdırmaq;

-ARDNŞ-in gəmilərində və başqa üzən vasitələrində formalaşan məişət tullantı sularının, neft və neft məhsulları tullantılarını toplanması və sahildə zərərsizləşdirilməsi;

-neft yayılmalarına qarşı mübarizədə milli və regional əmək-daşlığı həyata keçirmək;

-ARDNŞ-in Xəzər dənizin-dəki fəaliyyət zonalarında və onların ətrafında çirklənmənin müntəzəm monitorinqini aparmaq;

-tullantılardan təkrar istifadə, utliziya, tullantısız istehsal səvi-yəsinin maksimuma çatdırılması tex-nologiyalarının işlənilib hazırlanması və reallaşdırılması;

-müxtəlif təbiəti mühafizə və

enerjiyə qənaət texnologiyalarının inkişaf etdirilməsi;

-strukturu pozulmuş torpaq-ların rekultivasiyası, kənd təsərrüfatı təyinatlı torpaqların təbii məh-suldarlığının/münbitliyinin bərpası;

-istixana qazlarının, "turş yağışlar" əmələ gətirən qazların emis-siyasının azaldılması;

-ətraf mühitə təhlükəli mad-dələrin və kimyəvi preparatların, o cümlədən, xlorlaşdırılmış karbohid-rogenlərin dioksinlərinin və di-gərlərinin atılmasının azaldılması, gələcəkdə işə dayandırılması, və bu tullantılara imkan yaranan texnologiyaların mümkün qədər qadağan olunması;

Beləliklə, neft-qaz sənayesi sahəsi obyektlərinin istismarı pro-sesində ətraf mühit vəziyyətinin ekoloji-iqtisadi baxımdan əsas-landırılmasının başlıca istiq-a-mətləri aşağıdakılardan ibarət olmalıdır: neft-qaz istismarı müəs-sisələrinin, o cümlədən, boru kəmərlərinin və mühəndis qurğ-u-larının tikintisi və istismarı zamanı çirklənmə nəticəsində bio-geosenoz (ekoloji sistem) kompo-nentlərinə iqtisadi ziyanın region-da ekoloji vəziyyəti nəzərə almaqla müəyyən edilməsi; pozul-muş ərazilərin sahəsinin azaldıl-ması nəticəsində iqtisadi təsirin müəyyən edilməsi, eləcə də, ekoloji qəza riskinin təbiəti mühafizə tədbirləri sisteminin tət-biqi, innovasiya fəaliyyəti, sənaye müəssisələrində ekoloji monitorin-qin və ekoloji ekspertizanın keçir-ilməsi hesabına azaldılması.

Ekosistemlərin səmərəlili-yinin yüksəldilməsi, enerjiyə və resurslara qənaət hesabına Azərbaycan ərazisində enerji sərfinin azaldılması, əhalinin sağlamlığının yaxşılaşdırılması məsələlərinin həlli-ni təsərrüfat fəaliyyətinin ekoloji tələblərə uyğunlaşdırılmasında axtar-maq lazımdır.

Ədəbiyyat siyahısı:

1. Azərbaycan Respublikası Dövlət Neft Şirkətinin ekoloji siyasəti. Bakı, - 2008.
2. www.eco.gov.az
3. Əliyev Təbriz. Ekoloji menecment. - Bakı: Çinar-Çap, 2006. - 453 s.

4.В.И.Данилов-Данильян, К.С.Лосев. Экологический вызов и устойчивое развитие. - М.: Прогресс-Традиция, 2000.

5. Рюмина Е.В. Анализ эколого-экономических взаимодействий. - М.: Наука, 2000.

6.Экология и экономика природопользования//Под ред. Э.В.Гирусова, В.Н.Лопатина. - М.:ЮНИТИДАНА, Единство, 2003.

Yanacaq-Enerji-Kompleksində layihələrin işlənməsi və reallaşması zamanı ətraf mühitin mühafizəsinin başlıca istiqamətləri.

A.G.Hüseynov
(AzTU)

Xülasə

Məqalədə, davamlı inkişaf prioritetləri kimi, energetikanın inkişafı, ətraf mühitin mühafizəsi, resurslardan istifadə perspektivləri gözdən keçirilir. Qeyd edilir ki, energetikanın inkişafı bir tərəfdən, davamlı inkişafa imkan yaradırsa, digər tərəfdən ətraf mühitin çirklənməsinə səbəb olur. Ekoloji faktların nəzərə alınması ilə “cəmiyyət-təbiət” sistemində qarşılıqlı əlaqələrin tənzimlənməsi üzrə məqsədyönlü fəaliyyət hər bir dövlətin ekoloji siyasətinin formalaşmasında başlıca element olmalı və zəruri olan müəyyən prinsiplərə əsaslanmalıdır. Eyni zamanda məqalədə, ölkə Prezidenti tərəfindən imzalanmış “Azərbaycan Respublikasında ekoloji vəziyyətin yaxşılaşdırılmasına dair 2006-2010 cu illər üçün Kompleks Tədbirlər Planı” əsasında hazırlanmış ARDNŞ-nin Ekoloji siyasətinin əsas müddəaları qısaca şərh edilir.

Основные направления охраны окружающей среды при разработке и реализации проектов в топливно-энергетическом комплексе

A.G.Гусейнов
(AzTU)

Реферат

В статье в качестве приоритетов устойчивого развития рассматривают перспективы развития энергетики, охраны окружающей среды, ресурсоиспользования, отмечается, что развитие энергетики, с одной стороны, способствует устойчивому развитию, но, с другой стороны, является причиной роста загрязнения окружающей среды и ухудшения здоровья населения. Целенаправленная деятельность по регулированию взаимосвязей в системе «общество - природная среда» с учетом экологических факторов должна быть ключевым звеном при формировании экологической политики каждого государства и основываться на определенных принципах. Одновременно, в статье комментируются основные положения Экологической Политики ГНКАР, подготовленной на основании “Плана Комплексных Мероприятий на 2006-2010 гг. по улучшению состояния окружающей среды в Азербайджанской Республике”, подписанного Президентом страны.

Main Directions for Projects Development and Environmental Protection in Fuel and Energy Sector

A.G.Huseynov
(Az TU)

Abstract

The article considers growth prospects for energy economy, environmental protection and resource utilization as sustainable development priorities, indicates that the development of energy economy promotes sustainable development on the one hand, and gives rise to growth in pollution of environment and deterioration of public health on the other hand. Purposful activities in regulation of interrelations in “society – natural environment” system taking the ecological factors into account should constitute key element in formation of the ecological policy of each state and based on the defined principles. Furthermore, the article briefly interprets the fundamentals of SOCAR Ecological Policy developed on the basis of “Action Plan for 2006-2010 years on improvement of environmental condition in the Azerbaijan Republic” signed by the President of the country.

NEFT VƏ QAZ SƏNAYESİNİN İQTİSADİYYATI

УДК 622.276:622.692.4

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ РАСЧЕТА
НЕМОБИЛЬНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТИ В НЕФТЕПРОВОДЕ

А.Ш.Гаралов, Б.А.Пресс, И.Ю.Сильвестрова, Р.С.Мамедова

НИПИ "Нефтегаз"

При эксплуатации нефтяных месторождений возникает необходимость ежемесячно определять количество нефти в нефтепроводах внутрипромысловый обвязки в системе нефтесбора промыслов.

Количество нефти в нефтепроводах от устья скважин до пунктов сдачи нефти называется немобильными остатками, при определении которых необходимо учитывать следующие условия:

1. В нефтепроводах движется газожидкостная смесь в двухфазном состоянии, которая подвергается сжатию от внутреннего давления;

2. Необходимо определить линейное расширение нефтепровода от внутреннего давления;

3. Часть объема занимают парафиносмолистые вещества, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепроводов;

4. Необходимо вычислить объем, занимаемый балластом, состоящим из пластовой воды, песка и механических примесей.

Определение немобильных остатков нефти в нефтепроводах с учетом вышеперечисленных условий является сложной задачей и в настоящей статье изложены методические рекомендации для их определения.

Расчет производится для внутрипромысловый обвязки нефтепроводов Ø254,300 мм площади "Гюнешли" НГДУ "28 Мая", общей протяженностью 10240 м.

Масса немобильных остатков нефти в нефтепроводах Q_{HM} определяется по формуле:

$$Q_{HM} = \left(V \cdot \rho \cdot K_{CЖ} \cdot K_{ЛР} - \frac{G}{\rho_{отл}} \cdot \rho \right) \cdot \psi \quad (1)$$

где:

V - внутренний объем "чистого" нефтепровода (без отложений), для внутрипромысловый обвязки нефтепроводов Ø254,300мм - 640м^3 ;

ρ - плотность перекачиваемой нефти при 293К (20° С) – 852 кг/м³;

$K_{CЖ}$ - коэффициент, учитывающий сжимаемость нефти от внутреннего давления;

$K_{ЛР}$ - коэффициент, учитывающий линейное расширение нефтепровода от внутреннего давления;

G - масса парафиносмолистых веществ, отложившихся на стенках трубопровода, кг;

$\rho_{отл}$ - плотность парафиносмолистых отложений, при оценочных расчетах для нефтепроводов

принимается равной 925кг/м³;

Ψ - коэффициент, учитывающий уменьшение объема нефти в нефтепроводе от балласта.

В расчетах трудно определить значение коэффициента, учитывающего сжимаемость нефти от внутреннего давления. Поэтому используется таблица значений произведения коэффициентов $K_{CЖ} \cdot K_{ЛР}$ в соответствии с РД 39-30-627-81.

Таблица содержит искомые значения для нефтепроводов от 250 мм до 1220 мм и среднем давлении 0,5 (P1+P2) в диапазоне 1,0 МПа до 2,0 МПа.

Для данного нефтепровода произведение коэффициентов $K_{CЖ} \cdot K_{ЛР}$ принимается - 1,00138.

Определение массы парафиносмолистых веществ G , откладывающихся на внутренней поверхности нефтепроводов, производится по номограмме (см. рис.1).

1. Значения производительности нефтепровода q_{HT} откладывается на оси ординат. Для внутрипромысловый обвязки нефтепроводов Ø254, 300мм площади "Гюнешли" НГДУ "28 Мая" $q_{HT} = 642 \text{ м}^3/\text{ч} = 547 \cdot 103 \text{ кг/ч}$.

2. Из этой точки проводится горизонтальная прямая до пересечения с кривой " $q_{HT} \cdot \tau$ ", где: τ - продолжительность расчетного периода парафинизации нефтепровода, ч.

3. Из полученной точки проводится вертикальная прямая до пересечения с линией плотности нефти " ρ " - 852 кг/м³ при 293 К (20° С).

4. Далее проводится горизонтальная линия до пересечения со значением перепада ΔP в Па.

$$\Delta P = P1 - P2, \text{ где:}$$

$P1$ - давление в нефтепроводе на входе - $14,83 \cdot 10^5 \text{ Па}$;

$P2$ - давление в нефтепроводе на выходе - $11,58 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

$$\Delta P = 14,83 \cdot 10^5 - 11,58 \cdot 10^5 = 3,25 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

5. Затем проводится вертикальная прямая линия до пересечения с линией значения температуры перекачиваемой нефти " T " по Кельвину К. Средняя температура нефти в нефтепроводе рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{2}{3} \cdot T_H + \frac{1}{3} \cdot T_K$$

где:

T_H - температура нефти на выходе нефтепровода-301К

T_K - температура нефти на выходе нефтепровода-290К

$$T = \frac{2}{3} \cdot 301 + \frac{1}{3} \cdot 290 = 297,4\text{К}$$

Таблица 1

D,σ mm.mm	Среднее избыточное давление в трубопроводе $P_{ср} = 0,5(P_1 + P_2)$ в МПа (1кг/см ² =0,1МПа)												
	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0		
250 x 6	1,00110	1,00120	1,00131	1,00142	1,00153	1,00164	1,00175	1,00186	1,00197	1,00208	1,00219		
250 x 8	0,00105	1,00115	1,00126	1,00136	1,00146	1,00157	1,00167	1,00178	1,00188	1,00199	1,00209		
300 x 6	1,00113	1,00124	1,00135	1,00147	1,00159	1,00170	1,00181	1,00193	1,00204	1,00216	1,00227		
300 x 8	1,00108	1,00118	1,00129	1,00140	1,00151	1,00161	1,00172	1,00183	1,00194	1,00204	1,00215		
350 x 7	1,00117	1,00125	1,00136	1,00147	1,00159	1,00170	1,00182	1,00193	1,00204	1,00216	1,00227		
350 x 9	1,00103	1,00119	1,00130	1,00141	1,00151	1,00162	1,00173	1,00184	1,00195	1,00206	1,00216		
400 x 7	1,00117	1,00128	1,00141	1,00152	1,00163	1,00175	1,00187	1,00199	1,00210	1,00222	1,00234		
400 x 9	1,00111	1,00122	1,00133	1,00144	1,00155	1,00166	1,00177	1,00188	1,00200	1,00211	1,00222		
450 x 7	1,00120	1,00132	1,00144	1,00156	1,00168	1,00180	1,00192	1,00204	1,00216	1,00228	1,00240		
450 x 9	1,00113	1,00125	1,00136	1,00147	1,00159	1,00170	1,00182	1,00193	1,00204	1,00216	1,00227		
500 x 8	1,00119	1,00131	1,00143	1,00155	1,00167	1,00179	1,00191	1,00203	1,00215	1,00227	1,00239		
500 x 10	1,00113	1,00125	1,00136	1,00147	1,00159	1,00170	1,00182	1,00193	1,00204	1,00216	1,00227		
600 x 8	1,00125	1,00137	1,00150	1,00163	1,00175	1,00188	1,00200	1,00213	1,00225	1,00238	1,00250		
600 x 10	1,00118	1,00130	1,00142	1,00153	1,00165	1,00177	1,00189	1,00201	1,00213	1,00224	1,00236		
700 x 8	1,00131	1,00144	1,00157	1,00170	1,00183	1,00196	1,00210	1,00223	1,00236	1,00249	1,00262		
700 x 10	1,00123	1,00135	1,00147	1,00160	1,00172	1,00184	1,00196	1,00209	1,00221	1,00233	1,00246		
800 x 9	1,00132	1,00145	1,00158	1,00171	1,00184	1,00197	1,00211	1,00224	1,00237	1,00250	1,00263		
800 x 11	1,00124	1,00136	1,00149	1,00161	1,00174	1,00186	1,00199	1,00211	1,00223	1,00236	1,00248		
1000 x 9	1,00142	1,00156	1,00170	1,00185	1,00199	1,00213	1,00227	1,00241	1,00256	1,00270	1,00284		
1000 x 11	1,00133	1,00146	1,00159	1,00172	1,00186	1,00199	1,00212	1,00225	1,00238	1,00252	1,00265		
1200 x 12	1,00137	1,00151	1,00164	1,00178	1,00192	1,00205	1,00219	1,00233	1,00246	1,00260	1,00274		
1200 x 15	1,00127	1,00140	1,00153	1,00166	1,00178	1,00191	1,00204	1,00217	1,00229	1,00242	1,00255		
1220 x 12	1,00138	1,00151	1,00165	1,00179	1,00193	1,00206	1,00220	1,00234	1,00248	1,00262	1,00275		

Часовая производительность нефтепровода 10^3 кг/ч

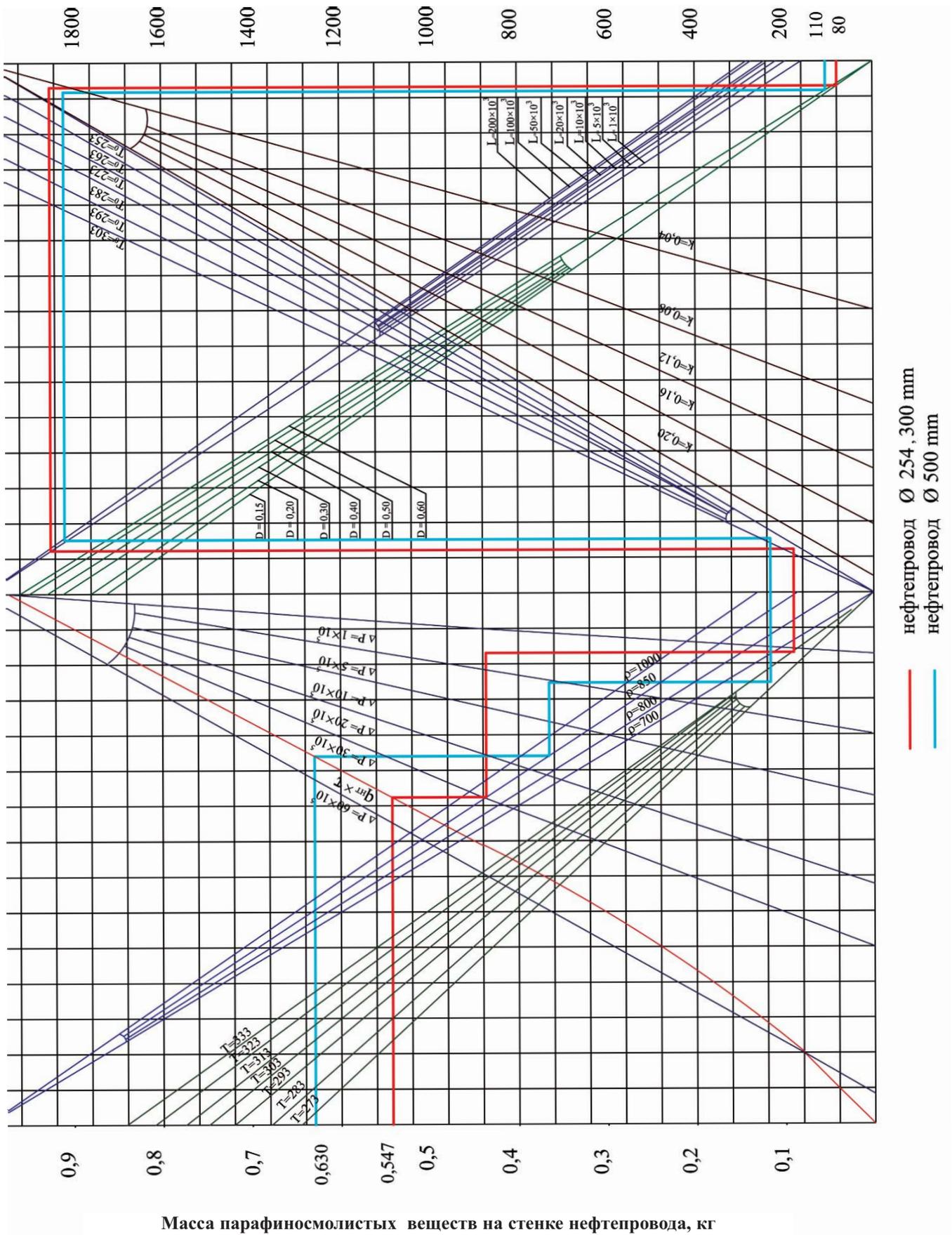


Рис.1 Номотграмма для определения массы парафиносмолистых веществ, отлагающихся на внутренней поверхности нефтепровода

6. Затем проводится горизонтальная прямая до пересечения с линией значения температуры грунта "То" – 283 К.

(1) 7. Из этой точки проводится вертикальная линия до пересечения с прямой линией значения "L", соответствующей длине нефтепровода в метрах – 10240м.

8. Из полученной точки проводится горизонтальная линия до пересечения с линией содержания парафиносмолистых веществ в нефти "К", в долях единицы. Значение К принимается по данным физико-химического анализа нефти – 0,08.

9. Затем проводится вертикальная прямая линия до пересечения с прямой заданного диаметра "D". Средневзвешенный диаметр нефтепровода – 280,23 мм.

10. И заключительный этап – проводится горизонтальная прямая до оси ординат, на которой указана масса парафиносмолистых веществ на внутренней части нефтепровода. Снимается показание количества парафиносмолистых веществ G в обвязке трубопроводов площади "Гюнешли" НГДУ "28 Мая" равное $80 \cdot 10^3$ кг.

Способ определения отложившихся парафиносмолистых веществ на стенке нефтепровода, схематично представлена на рис.№2:

Затем находим процент содержания песка (пп) в нефтепроводе по формуле 6:

Расчет коэффициента Ψ производится по формуле 2. Промежуточные данные и результаты расчета коэффициента Ψ

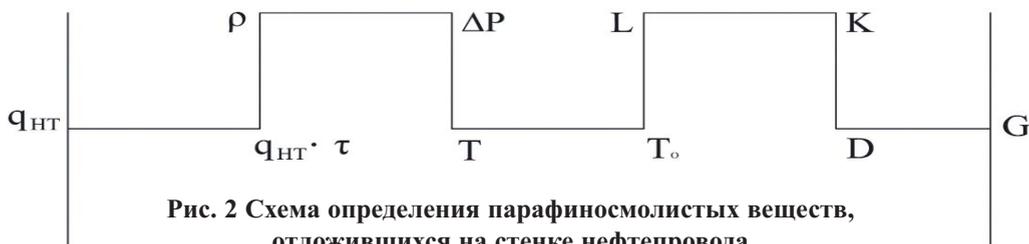


Рис. 2 Схема определения парафиносмолистых веществ, отложившихся на стенке нефтепровода

Завершающим этапом в определении величины немобильных остатков является определение коэффициента, учитывающего уменьшение объема нефти в нефтепроводе от балласта "Ψ".

$$\psi = 1 - \left(\frac{n_n + n_g}{100} \right) \quad (2)$$

Расчет производится по формуле 2:

Где:

n_n - процент содержания песка и мехпримесей в объеме нефтепровода;

n_g - процент содержания пластовой воды в объеме нефти, прокачиваемой по нефтепроводу. Это значение находится как средневзвешенное по фактическим данным НГДУ "28 Мая" и для данного нефтепровода равно 7,0824%.

Предварительно определяется количество песка и мехпримесей во взвешенном состоянии, откладывающееся на внутренней части нефтепровода под действием центробежных сил, т/час.

Расчет производится по формуле Ландау 3:

$$\Theta = \rho_n \cdot n \cdot q_{нт} \left(1 - \frac{3}{1 + \frac{2\rho_n}{\rho}} \right) \quad (3)$$

где: ρ - плотность песка;

n - долевая концентрация песка в прокачиваемой нефти, которая определяется как средневзвешенная величина по фактическим данным НГДУ "28 Мая" и равна 0,0003453;

$$\Theta = 2,8 \cdot 0,0003453 \cdot 547 \cdot \left(1 - \frac{3}{1 + \frac{2 \cdot 2,8}{0,852}} \right)$$

$q_{нт}$ - производительность нефтепровода, т/час.

Расчет коэффициента, учитывающего уменьшение объема нефти в нефтепроводе от балласта, производится для трех периодов эксплуатации:

- N1 - начальный период эксплуатации нефтепровода, соответствующий моменту, когда песок только начал откладываться на стенке - 240 часов (10 суток)

- N2 - по прошествии 720 часов (календарный месяц);

- N3 - по прошествии 2160 часов (три месяца).

Масса песка $M_{п}$ в нефтепроводе рассчитывается по формуле 4:

$$M_{п} = N_{п} \cdot \Theta \quad (4)$$

Количество песка в начальный момент эксплуатации через 10 суток составит:

$$M_{п1} = 240 \cdot 0,3242 = 77,081 \text{ тн}$$

Количество песка через месяц составит:

$$M_{п2} = 720 \cdot 0,3242 = 233,42 \text{ тн}$$

Количество песка через три месяца составит:

$$M_{п3} = 2160 \cdot 0,3242 = 700,27 \text{ тн}$$

Далее массу песка переводим в объем песка $V_{п}$ в нефтепроводе по формуле 5:

$$V_n = \frac{M_n}{\rho_n} \quad (5)$$

Затем находим процент содержания песка (n_n) в нефтепроводе по формуле 6:

$$n_n = \frac{V_n}{V} \cdot 100 \tag{6}$$

Расчет коэффициента производится по формуле 2.

Промежуточные данные и результаты расчета коэффициента Ψ

Таблица 2

№№ п/п	Наименование исходных данных	Единица измерения	Величина
1	Масса песка	тн	77,81 233,42 700,27
	-через 10 суток (240час)		
	-через 30 суток (720час)		
2	Объем песка	м ³	27,8 83,4 250,1
	-через 10 суток (240час)		
	-через 30 суток (720час)		
3	Процент песка в объеме нефтепровода	%	4,34 13,03 39,08
	-через 10 суток (240час)		
	-через 30 суток (720час)		
4	Величина коэффициента Ψ	-	0,886 0,799 0,538
	-через 10 суток (240час)		
	-через 30 суток (720час)		

Графическое построение изменения коэффициента от времени отложения песка имеет вид гиперболы. (см. рис 3) На графике видно, что в течении 90 суток эксплуатации нефтепроводов происходит формирование пристенного слоя песка. Горизонтальная часть графика соответствует окончанию формирования пристенного слоя песка и мехпримесей. В дальнейшем происходит смыв пограничного слоя, находящегося во взвешенном состоянии. Величина этого участка оценивается визуально или определяется как среднеарифметическая величина участка стабилизации.

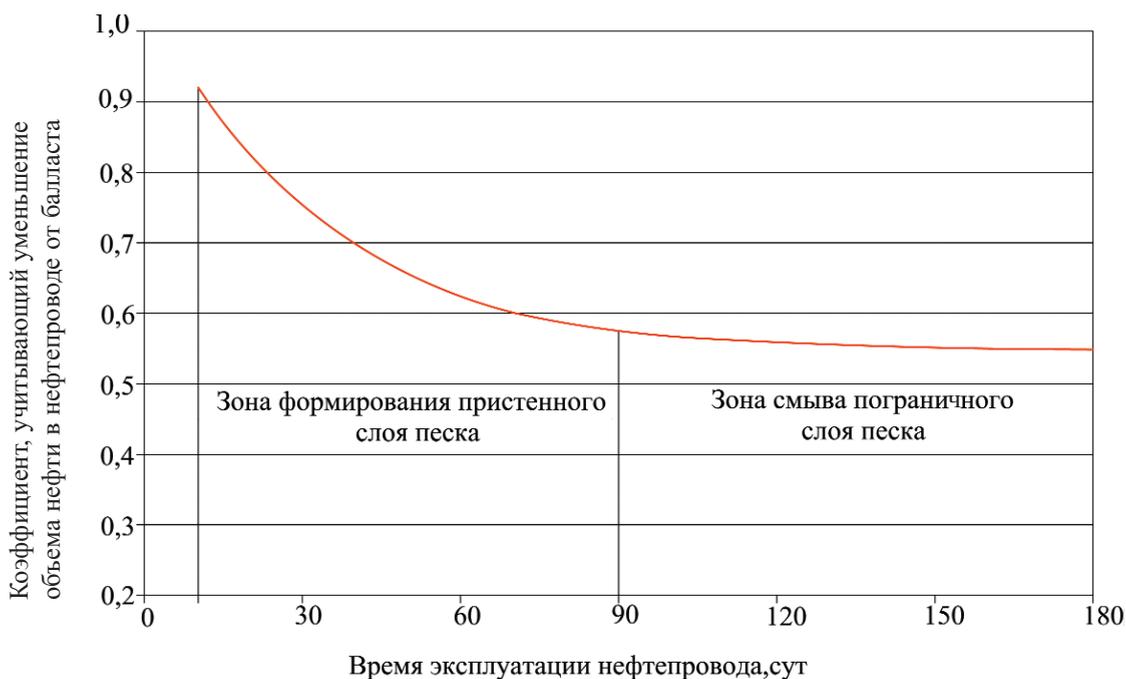


Рис.3 Зависимость уменьшения объема нефти в нефтепроводе от времени отложения песка

Для расчета немобильных остатков принимается среднее значение коэффициента между 30-ю и 90 сутками:

$$\Psi = \frac{0,799 + 0,538}{2} = 0,67$$

После определения величин $K_{сж} \cdot K_{лр}$, G и Ψ рассчитывается количество немобильных остатков $Q_{нм}$ для внутрипромысловой обвязки нефтепроводов $\varnothing 245, 300$ мм площади "Гюнешли" по формуле 1.

$$Q_{нм} = (640 \cdot 0,852 \cdot 1,00138 - \frac{80}{0,925} \cdot 0,852) \cdot 0,67 = 316,47 \text{ тн}$$

Вышеописанный способ также применен для расчета немобильных остатков нефти для нефтепровода $\varnothing 500$ мм площади "Гюнешли" от ГМСП 3,4 до пункта сбора нефти длиной 44500 м. В этом случае количество немобильных остатков нефти составило 5324,2 тн.

Пересчет немобильных остатков нефти производится в случае изменения количества добываемой нефти, изменения процента пластовой воды и песка или ввода в действие новых трубопроводов.

Разработанный способ определения немобильных остатков нефти в нефтепроводах может быть применен и для других управлений, независимо от длины, объема и местонахождения трубопроводов.

Литература

1. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. - М.: Недра, 1986. - 723 с.
2. РД 39-3-540-81. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности. НИПИ "Укрнефть", 1981.
3. РД 39-30-1024-84. Инструкция по учету нефти на магистральных нефтепроводах. Миннефтепром, ВНИИСПТнефть, Уфа, 1984. - 69 с.
4. РД-39-0147103-346-89. Методика определения потерь нефти при списании магистральных нефтепроводов, отработавших амортизационный срок службы. Миннефтепром, ВНИИСПТнефть, Уфа, 1989. - 12 с.
5. Луташкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - М.: Недра, 1983. - 220 с.

Методические рекомендации для расчета немобильных остатков нефти в нефтепроводе

А.Ш.Гаралов, Б.А.Пресс, И.Ю.Сильвестрова, Р.С.Мамедова
(НИПИ "Нефтегаз")

Реферат

При эксплуатации нефтяных месторождений возникает необходимость ежемесячно определять количество нефти в нефтепроводах внутри промысловой обвязки в системе нефтесбора промыслов. Количество нефти в нефтепроводах от устья скважин до пунктов сдачи нефти называется немобильными остатками, при определении которых необходимо учитывать следующие условия:

1. В нефтепроводах движется газожидкостная смесь в двухфазном состоянии, которая подвергается сжатию от внутреннего давления.
2. Необходимо определить линейное расширение нефтепровода от внутреннего давления.
3. Часть объема занимают парафиносмолистые вещества, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепроводов.
4. Необходимо вычислить объем, занимаемый балластом, состоящим из пластовой воды, песка и механических примесей.

Определение немобильных остатков нефти в нефтепроводах с учетом вышеперечисленных условий является сложной задачей и в настоящей статье изложены методические рекомендации для их определения. Разработанный способ определения немобильных остатков нефти применен для внутрипромысловой обвязки нефтепроводов на площади "Гюнешли" НГДУ «28 Мая» и при транспортировке продукции с ГМСП-3 и ГМСП-4

на нефтесборный пункт.

Пересчет немобильных остатков нефти производится в случае изменения количества добываемой нефти, изменения процента пластовой воды и песка или ввода в действие новых трубопроводов.

Разработанный способ определения немобильных остатков нефти в нефтепроводах может быть применен для любых трубопроводов, независимо от их длины, объема и местонахождения.

Neft kəmərinə qeyri-mobil neft qalıqlarının hesablanması üçün metodiki tövsiyələr

Ə.Ş. Qaralov, B.A. Press, İ.Y. Silvestrova, R.S.Məmmədova
(“Neftqazəlmətdəqiqatlayihə” İnstitutu)

Xülasə

Neftçıxarma idarələrində neft yataqlarının istismarı zamanı hər ay boru kəmərlərində olan neft miqdarının təyininə zərurət yaranır.

Quyu ağzından neft təhvil vermə məntəqəsinədək neft kəmərlərində olan neftin miqdarı qeyri – mobil qalıq adlanır və onun təyini üçün aşağıdakı şərtləri nəzərə almaq lazımdır:

1. boru kəmərləri ilə iki fazalı vəziyyətdə hərəkət edən qaz maye qarışığı daxili təzyiqdən sıxılmaya məruz qalır;
2. daxili təzyiqdən neft kəmərinin xətti genişlənməsi təyin olunmalıdır;
3. neft kəməri həcmnin müəyyən hissəsini kəmərin daxili səthinə çökən parafin – qatran çöküntüləri tutur;
4. qum, mexaniki qarışıq və lay suyundan ibarət olan ballastın həcmi təyin etmək lazımdır.

Yuxarıda göstərilən şərtləri nəzərə almaqla neft kəmərlərində qeyri – mobil neft qalıqlarının hesablanması mürəkkəb məsələdir. Bu məqsədlə onların təyini üçün metodiki tövsiyələr verilir.

İşlənmiş qeyri – mobil neft qalıqlarının təyini üsulu "28 May" NQÇİ- nin "Günəşli" yatağının mədəndaxili və DDSÖ 3, 4 – dən neftiğim məntəqəsinədək olan neft kəmərləri üçün tətbiq edilib.

Qeyri – mobil neft qalıqlarının yenidən hesablanması neft hasilatının, qum və lay suyu faizinin, neft kəməri həcmnin kəskin dəyişməsi hallarında baş verə bilər.

İşlənmiş qeyri – mobil neft qalıqlarının təyini üsulu boru kəmərinin uzunluğu, həcmi və yerindən asılı olmayaraq hər bir boru kəməri üçün istifadə oluna bilər.

Methodological recommendations for immobile oil residues calculations in oil pipe

A.Sh. Garalov, B.A. Press, I.Y. Silvestrova, R.S.Mamedova
(“OilGasScientificResearchProject” Institute)

Abstract

In oil fields exploitation appears a necessity to define the oil quantity in intra-field oil pipes fitting in fields oil gathering system.

The oil quantity in oil pipes from the well mouth to the oil delivering point is called immobile residues, in definition of which it is necessary to take into account the following conditions:

1. In oil pipes moves the gas fluid mixture in two-phase condition, which undergoes compression because of internal pressure

2. It is necessary to define pipe linear expansion because of internal pressure

The part of volume is taken by paraffin gum substance, deposited on the pipe internal surface

3. It is necessary to define the volume taken by ballast, which consists of brine water, sand and mechanic additions

The definition of immobile oil residues in oil pipes taking into account above mentioned conditions is a difficult task and in this article are given the methodical recommendations on their definition.

The worked out method for immobile oil residues definition has been applied for intra-field fitting of the pipes in Guneshli area of “28 May” OGPB and in production transportation from GMSP-3 and GMSP-4 oil gathering point.

Recalculation of immobile oil residues is applied in case of oil produced quantity change, brine water and sand percent change or new pipes input.

The worked out method of immobile oil residues definition may be applied for all types of pipes, regardless of their length, volume and location.



**«NEFTQAZÇIXARMADA
YENİ TEXNOLOGİYALAR»
BEYNƏLXALQ ELMİ-TƏCRÜBİ KONFRANS**

Bakı, 25-26 fevral 2010-cu il

25-26 fevral 2010-cu ildə Bakıda, Azərbaycan Respublikası Dövlət Neft Şirkəti (SOCAR) «Neftqazəlmütədqiqatlayihə» İnstitutu tərəfindən təşkil olunmuş «Neftqazçıxarmada yeni texnologiyalar» Beynəlxalq elmi-təcrübü konfransı keçirilmişdir.

Təşkilat komitəsinin sədri, ARDNŞ Prezidenti R.Abdullayev Beynəlxalq elmi-təcrübü konfransı açarkən bildirdi ki, SOCAR hal-hazırda öz fəaliyyətini Azərbaycanın hüdudlarından kənar da sürətlə inkişaf etdirir və regionun ən güclü və nəhəng şirkətlərindən biridir. ARDNŞ Prezidenti R.Abdullayev qeyd etdi ki, Azərbaycanın neftqaz yataqlarının potensialı 2015-ci ildə Respublikada illik neft hasilatını 60 mln. ton, qaz hasilatını isə 40 mlrd. kub metrə çatdırmağa imkan verəcəkdir. Belə ki, Azərbaycanın “təsdiq olunmuş” karbohidrogen ehtiyatları 4 mlrd. ton, “proqnozlaşdırılan” ehtiyatları isə 8-10 mlrd. ton şərti yanacaq vahidi həcmindədir. R.Abdullayev dedi ki, 2009-cu ildə Azərbaycanda 50,4 mln. ton neft, 23,7 mlrd. kub metr qaz hasil olunmuşdur ki, bu da 2008-ci illə müqayisədə uyğun olaraq 13,2% və 1,2% çoxdur. ARDNŞ

**«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ»
МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ**

г. Баку, 25-26 февраля 2010 г.

25-26 февраля 2010 года в Баку состоялась международная научно-практическая конференция «Новые технологии в нефтегазодобыче», организованная научно-исследовательским проектным институтом «Нефтегаз» Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (SOCAR).

Открывая международную научно-практическую нефтегазовую конференцию компании SOCAR, Председатель оргкомитета, Президент ГНКАР Р. Абдуллаев подчеркнул, что SOCAR в настоящее время является одной из сильнейших компаний в регионе, которая развивает деятельность и за пределами Азербайджана. Президент ГНКАР Р. Абдуллаев отметил, что потенциал нефтегазовых месторождений Азербайджана позволяет Республике рассчитывать на увеличение добычи нефти в 2015 году до 60 млн. тонн в год, добычи газа - до 40 млрд. кубометров. При этом, "подтвержденные углеводородные запасы Азербайджана составляют около 4 млрд. тонн условного топлива, тогда как прогнозируемые запасы - 8-10 млрд. тонн.

Prezidenti konfransın təşkilində ARDNŞ-in "Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutunun (1929-cu ildə təşkil olunub və hal-hazırda Azərbaycanın neftqaz kompleksinin bütün elmi müəssisələrini özündə birləşdirir) rolunu xüsusi olaraq qeyd etdi. ARDNŞ-in elmi mərkəzi olaraq Şirkətdə yerinə yetirilən bütün işlər bu institutun alim və ekspertlərinin nəzarəti altında başlayır və sona çatdırılır.

Konfransda iştirakçıları arasında həmçinin, "American Directional Drill Inc" (Vest Salem, Ohayo, ABŞ); "TransAtlantic Petroleum Ltd." (İstanbul, Türkiyə); "Vestor Oversiz Holding Ltd." (Radujny, Rusiya); "Owen Oil Tools" (Hyuston, Texas, ABŞ); "Tyajpressmaş" ASC (Ryazan, Rusiya); REA KazEM Mexanika və Maşınqayırma İnstitutu (Kazan, Rusiya); "Zencus International Ltd" (London, Böyük Britaniya); "Tucker Technologies Inc" (Talsa, Oklahoma, ABŞ); "Spartek Systems Inc." (Silvan Leyk, Kanada); "Roxar services AC" şirkətinin nümayəndəliyi (Moskva, Rusiya); "SPT Qrup" şirkətinin nümayəndəliyi (Moskva, Rusiya); "Paradigm" şirkətinin nümayəndəliyi (Moskva, Rusiya); "LT Scientific, Inc and Phenomenex" (Torrans, Kaliforniya, ABŞ); "INTERTECH Trading Corporation" (Atkinson, Nyu-Hampşir, ABŞ); REA Sibir Bölməsi Q.K.Boreskov ad. Kataliz İnstitutu (Novosibirsk, Rusiya); "TatNİİNeftmaş" ASC (Kazan, Rusiya); "Tatneft" ASC (Almetyevsk, Rusiya); Delft Texnologiya Universiteti (Delft, Niderland); "PoliximTex-Almatı" MMC (Almatı, Qazaxıstan); "SpetsPolimer" EİB (Moskva, Rusiya); "APS technology" (Hyuston, Texas, ABŞ); Kazan Dövlət Texnoloji Universiteti (Kazan, Rusiya); "Trican Well Service" (Moskva, Rusiya); A.B.Bekturov ad. Kimya Elmləri İnstitutu (Almatı, Qazaxıstan); "Marcotech oHG" Nanotexnologiyalar Mərkəzi (Münster, Almaniya); AMEA Neft Kimya Prosesləri İnstitutu (Bakı, Azərbaycan); AMEA Kimya Problemləri İnstitutu (Bakı, Azərbaycan); ADNA (Bakı, Azərbaycan); "Şərq" Elmi-texniki mərkəzi (Bakı, Azərbaycan) və s. şirkət və institutların adlarını çəkmək olar.

Konfrans iştirakçıları tədbirin yüksək səviyyədə keçirilməsini və onun hazırlanmasında "Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutunun Direktoru F.S.İsmayılovun böyük zəhmətlərini xüsusilə qeyd etdilər və bu konfransın hər il keçirilməsi barədə yekdil fikirlərini söylədilər.

условного топлива". Он сообщил, что в 2009 году в Азербайджане было добыто 50,4 млн. тонн нефти, что больше по сравнению с 2008 годом на 13,2%, добыча газа составила 23,7 млрд. м³, увеличившись на 1,2%. Президент ГНКАР особо отметил роль организатора конференции - НИПИ «Нефтегаз» (созданного в 1929 году и объединившего ныне все научные учреждения нефтегазового комплекса Азербайджана), как центра ГНКАР, в котором начинаются и завершаются под контролем ученых и экспертов все проводимые в Компании работы.

В числе компаний-участниц конференции были также компании American Directional Drill, Inc, (Вест Салем, Огайо, США); TransAtlantic Petroleum Ltd., (Стамбул, Турция); «Вестор Оверсиз Холдинг, Лтд», (Радужный, Россия); «Owen Oil Tools», (Хьюстон, Техас, США); ООО «Тяжпрессмаш», (Рязань, Россия); Институт Механики и Машиностроения КазНЦ РАН, (Казань, Россия); Zencus International Ltd, (Лондон, Великобритания); Tucker Technologies Inc, (Талса, Оклахома, США); Spartek Systems Inc., Силван Лейк, Канада; «СПТ Труп», Москва, Россия; «Paradigm», (Москва, Россия); LT Scientific, Inc and Phenomenex, (Торранс, Калифорния, США); INTERTECH Trading Corporation, (Аткинсон, Нью-Гэмпшир, США); Институт катализа им. Г.К.Борескова Сибирское отделение РАН, (Новосибирск, Россия); ОАО «ТатНИИНефтемаш», (Казань, Россия); ОАО «Татнефть», (Альметьевск, Россия); Технологический университет, (Делфт, Нидерланды); ТОО «ПолихимТех-Алматы», (Алматы, Казахстан); ООО «НПО «СпецПолимер», (Москва, Россия); Институт механики и машиностроения КазНЦ РАН, (Казань, Россия); Казанский государственный технологический университет, (Казань, Россия); Научно-технический центр «Шарг», (Баку, Азербайджан); «Трайкан Велл Сервис», (Москва, Россия); Институт нефтехимических процессов НАН Азербайджана, (Баку, Азербайджан); Институт химических наук им. А.Б.Бектурова, (Алматы, Казахстан); Институт химических проблем НАН Азербайджана, (Баку, Азербайджан); НИПИ «Нефтегаз», ГНКАР, (Баку, Азербайджан) и т.д.

Участники конференции особо отметили высокий уровень подготовки мероприятия и большую заслугу в этом Директора НИПИ «Нефтегаз» Ф.С.Исмаилова, а также высказали единодушное пожелание о том, чтобы проводить эту конференцию ежегодно.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СЕМИНАР НА ТЕМУ: «МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН, ДОБЫЧИ, ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО СБОРА, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

22-23 апреля 2010-года в НИПИ «Нефтегаз» был проведен технологический семинар на тему: «Моделирование процессов бурения скважин, добычи, внутрипромыслового сбора, транспортировки и хранения нефти и газа».

На семинаре были заслушаны доклады компаний Landmark («Новые программные решения по планированию, бурению и заканчиванию скважин»), «Paradigm» («Новые технологии в области бурения и геонавигации») и



«Сокращение рисков в бурении при подсчете запасов с помощью использования технологий GOCAD/SKUA»), «SPT GROUP» («Моделирование динамических процессов в процессе бурения скважин») и «Моделирование оптимального режима эксплуатации трубопровода на основе программного комплекса «OLGA»), «Schlumberger» («Геологическое моделирование с использованием программы Petrel») и «Программный комплекс PIPESIM для моделирования установившегося многофазного потока для нефтегазодобывающих систем»).



В работе семинара вместе с сотрудниками НИПИ «Нефтегаз» также принимали участие сотрудники головного офиса ГНКАР, Производственного Объединения «Азнефть», Управления Геофизики и Геологии, Управления Информационных Технологий и Связи, Треста Комплексных Буровых Работ, Национальной Академии Наук и Нефтяной Академии.

Со стороны НИПИ «Нефтегаз» интерес вызвали доклады компаний «Paradigm» о программном обеспечении GOCAD/SKUA», «SPT GROUP» о программном комплексе «OLGA».



Исходя из обсуждений и дискуссий по вышеизложенным докладам, институт проявил заинтересованность в обсуждении возможностей разработки совместных пилотных проектов с компаниями «Paradigm» и «SPT GROUP».

Институт находится в тесном сотрудничестве с вышеуказанными компаниями.

Из года в год спектр компаний, сотрудничающих с нашим институтом, значительно расширяется, и работы в этом направлении продолжают развиваться по сей день.