

AZƏRBAYCAN RESPUBLİKASI
DÖVLƏT NEFT ŞİRKƏTİ
ELMİ TƏDQİQATLAR İNSTİTUTU

ELMİ ƏSƏRLƏR

2009 № 12



BAKI

«Институт Научных исследований»
Государственная Нефтяная Компания
Азербайджанской Республики

« Scientific research Institute »
State Oil Company of Azerbaijan Republic

НАУЧНЫЕ ТРУДЫ

SCIENTIFIC WORKS

2009 • № 12

Баку-Baku

REDAKSİYA HEYƏTİ

Ü.Ş.Mehdiyev (baş redaktor),
Ş.P.Kazımov,
Ə.M.Salmanov,
Y.İ.Səfərov,
T.M.Məmmədov (baş redaktorun müavini),
A.M.Qasımlı,
Q.Ə.Səfərov,
E.M.Süleymanov,
E.H.Əliyeva,
T.Y.Baharov,
F.M.Rzayeva,
F.M.Hacıyev,
X.M.Yusifov,
R.S.Əliyev (məsul katib).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

У.Ш.Мехтиев (главный редактор),
Ш.П.Казымов,
А.М.Салманов,
Я.И.Сафаров,
Т.М.Мамедов (зам. главного редактора),
А.М.Гасымлы,
Г.А.Сафаров,
Э.М.Сулейманов,
Э.Г.Алиева,
Т.Ю.Бахаров,
Ф.М.Рзаева,
Ф.М.Гаджиев,
Х.М.Юсифов,
Р.С.Алиев (ответственный секретарь).

EDITORIAL BOARD

U.Sh.Mehdiyev (editor-in-chief),
Sh.P.Kazimov,
A.M.Salmanov,
Y.I.Safarov,
T.M.Mammadov (deputy of editor-in-chief),
A.M.Gasimli,
G.A.Safarov,
E.M.Suleymanov,
E.H.Aliyeva,
T.Y.Baharov,
F.M.Rzayeva,
F.M.Gadjiyev,
Kh.M.Yusifov,
R.S.Aliyev (responsible secretary),

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ GEOLOGİYASI

UOT 553.98.622.276.556.3

**GÜNƏŞLİ NEFT-QAZ-KONDENSAT YATAĞINA VURULAN
DƏNİZ SUYUNUN NÜFUZETMƏ ZONALARININ
MÜƏYYƏN EDİLMƏSİ**

Ü.Ş.Mehdiyev, F.M.Hacıyev, H.A.Hüseynov, N.A.Atakışiyeva

(ARDNŞ –nin ETİ)

Günəşli yatağından hasil edilən neft Azərbaycan respublikasının işlənmədə olan yataqlarının hamısından çıxarılan neftin yarısından çoxunu təşkil edir.

Yatağın geoloji quruluşunu üst Miosendən başlamış Müasir yaşlı çöküntülər də daxil olmaqla qalınlığı 4300 m olan süxur kompleksi təşkil edir. Onun neft-qazlılığı MQ çöküntülərinin 2800-3000 m qalınlıqda açılmış hissəsində nisbətən yaxşı öyrənilmişdir. Yataq mürəkkəb tektonik quruluşa malik olub uzununa və eninə pozulmalarla bir-birindən geoloji-litoloji, hidrogeoloji parametrlərlə və hidrogeokimyəvi xüsusiyyətcə fərqlənən tektonik bloklara ayrılır. Uzununa qırılmalar strukturu 3 sahəyə ayırır: şimal, mərkəz və cənub. Bu sahələr də öz növbəsində bir neçə tektonik bloklara ayrılır: şimal sahə 7 (I, II, III, IV, V, VI, VIa), mərkəz – 4 (VII, VIII, IX, X), cənub isə 7 (XI, XIa, XIb, XII, XIII, XIV, XIVa, XV, XVI) bloka ayrılır.

Yatağın əsas işlənmə obyektindən biri olan Balaxanı lay dəstəsinin X horizontu 1980-ci ildən istismara daxil olmuş və 1988-ci ilə qədər lay təzyiqinin tükənməsi şəraitində işlənməmişdir. Bu müddət ərzində lay təzyiqi 35,5 MPa-dan 23,2 MPa-ya qədər azalmışdır.

Lay təzyiqini qismən də olsa bərpa etmək və neft hasilatını artırmaq məqsədilə 1986-cı ilin aprel ayında X horizonta suvurma prosesi başlanmışdır. Suvurma I, XIa, XIb, XII, XIII və XV tektonik bloklarda aparılmışdır. Suvurma və suvurmaya cəlb olunan quyular ayrı-ayrı zaman kəsiyini əhatə edir (cədvəl 1).

Bu dövrlərdə suvurmanın təsirindən layın hidrogeokimyəvi səciyyəsinin dəyişməsini, vurulan suyun laya nüfuzetmə zonasını müəyyən etmək məqsədilə suvurmadan əvvəl, su vurulan müddətdə və suvurmadan sonra su nümunələri götürülmüş və onların əsas komponentlərinin (minerallaşma, Cl, SO₄²⁻, HCO₃+CO₃²⁻, RCOO⁻ və HB₄O₇) miqdarları laboratoriya şəraitində təyin edilmişdir.

163 №-li quyudan götürülmüş 3 su nümunəsinin kimyəvi analizlərinin nəticəsinə görə suyun minerallaşma 20,0-23,7 q/l, xlor ionunun konsentrasiyası isə 9,7-11,3 q/l olmuşdur. Suvurma prosesində (04.1998-04.2005-ci illər) lay sularının minerallaşması və bununla əlaqədar olaraq başqa komponentlərin konsentrasiyalarının dəyişməsi müşahidə olunmuşdur. Belə ki, 163 №-li quyuda 04.1998-ci ildə, suvurmaya (01.05.1998-ci il) qədər lay suyunun mineralaşması 20 q/l olmuşsa, 01.05.1998-ci ildə bir qədər artaraq 23,7 q/l-ə çatmışdır. 201 №-li quyudan 09.1998, 12.1998 və 09.1999-cu il tarixlərində götürülmüş su nümunələrinin minerallaşmaları 20,4-23,4 q/l, 04.1999-cu ildə götürülmüş su nümunəsinin minerallaşması isə 15,7 q/l olmuşdur ki, bu da axırıncı su nümunəsinə Xəzər dənizi suyunun müəyyən qədər qatışmasını göstərir. Lakin, həmin quyudan 09.1999-cu ildə götürülmüş su nümunəsinin analizi burada lay suyunun yenidən quyuyətrafı zonanı əhatə etməsini göstərir (minerallaşması 23,45 q/l-ə çatır).

Cədvəl 1

Günəşli neft-qaz-kondensat yatağının Balaxanı lay dəstəsinin X horizontuna ayrı-ayrı tektonik bloklar üzrə vurulan Xəzər dənizi suyunun miqdarı (2006-cı ilə qədər)

Blok	Quyunun №-si	X horizont				Vurulan suyun miqdarı, min m ³	Əlavə məlumat
		Suvurma tarixi					
		Başlanğıc		Son			
		il	ay	il	ay		
1	2	3	4	5	6	7	8
I	201	2000	08	2005	04	273,2	Bütün hallarda Xəzər dənizi suyundan istifadə olunmuşdur
	206	1999	01	2005	04	400,2	
	163	1998	04	2001	04	274,2	
XIa	1	1986	04	1986	05	3,5	
	139	1994	03	2000	11	304,5	
XIb	64	1988	10	1992	03	213,4	
XII	146	2004	09	2005	04	254,1	
	158	1989	01	1995	10	433,3	
XIII	258	1999	10	2005	04	1013,3	
	290	1998	07	2000	02	133,7	
XV	267	1994	01	2005	04	1442,5	
	51	1989	04	1994	06	482,6	
	53	1988	10	1994	06	370,0	
	55	1988	10	2003	12	1047,3	
	82	1991	02	1995	06	521,8	
	123	1993	06	1998	05	471,4	
	150	1988	03	1991	10	311,3	

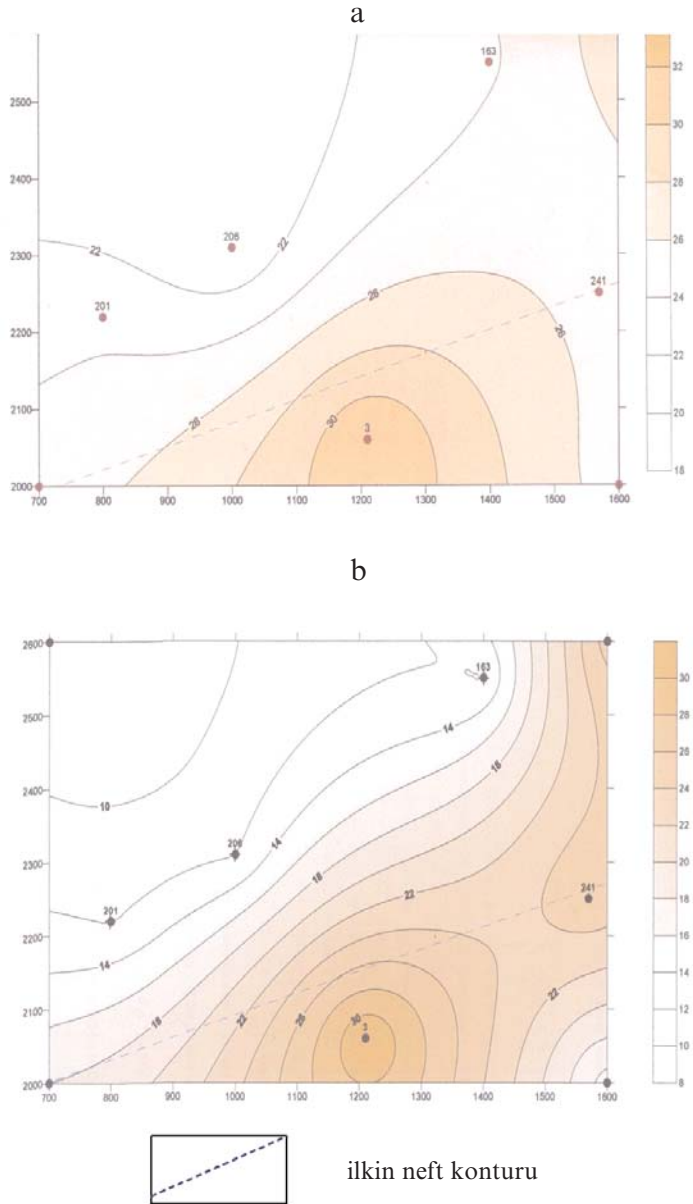
I blok-sahədə X horizontun suvurmaya qədərki vəziyyətini əks etdirən minerallaşma xəritəsindən (şəkil 1a, b) görünür ki, blok-sahənin şimal, şimal-qərb sahəsində, konturaxası zonada lay sularının minerallaşması 21 q/l-dən az, konturdaxili zonaya doğru və konturun daxilində isə 32 q/l-ə qədər artmışdır. Bu hal xlor ionunun paylanma xəritəsində də izlənilir (şəkil 2a, b). Hidrokarbonat ionunun konsentrasiyası isə blok-sahənin şimal-şərqində konturaxasında yerləşən 163 №-li quyuda maksimum (2,7 q/l-dən artıq) qiymətlə səciyyələnir. Bu quyudan (163 №-li) kontur istiqamətində, xüsusilə CQ-yə doğru HCO₃⁻-ün miqdarı azalır və 201 №-li quyuda minimuma (0,165 q/l) çatır (şəkil 3a, b).

I blok-sahədə X horizonta Xəzər dənizi suyunun vurulması konturaxası zonada yerləşən quyular (201, 206, 163 №-li) vasitəsilə həyata keçirilmişdir. Günəşli yatağı ərazisindən götürülmüş dəniz suyunun minerallaşması 11,9 q/l, əsas komponentlərdən

isə (q/l-lə): Cl⁻ - 4,8; SO₄²⁻ - 2,9; HCO₃⁻+CO₃²⁻ - 0,2 olmuşdur. Xəzər dənizi suyu laya vurulduqdan sonra laydan götürülmüş su nümunəsinin analizinin nəticəsi nəzərə alınaraq tərtib olunmuş minerallaşma xəritəsi (şəkil 1b) suvurmaya qədərki xəritədən fərqlənir (şəkil 1a) və şəkil 1-dəki vəziyyət vurulan suyun X horizonta müəyyən qədər saraq etdiyini göstərir.

Ümumiyyətlə, lay və laya vurulan suların, eləcə də bunların qatışıqlarının kimyəvi tərkibində iştirak edən komponentlərin konsentrasiyaları və lay sularının zaman kəsiyində dəyişməsi müşahidə olunarsa və bu dəyişmələr vurulan suyun (Xəzər dənizi suyu) təsiri ilə baş verərsə, onda sularda xlor ionunun miqdarının dəyişməsinə əsaslanaraq qatışıq suda Xəzər dənizi suyunun faizlə miqdarını aşağıdakı düsturla hesablamaq olar:

$$X = \left[1 - \frac{Cl_q - Cl_x}{Cl_L - Cl_x} \right] \cdot 100$$



Şəkil 1. Günəşli yatağının I blok-sahəsində X horizont sularının suurmaya qədər (a) və ondan sonra (b) minerallaşma xəritələri

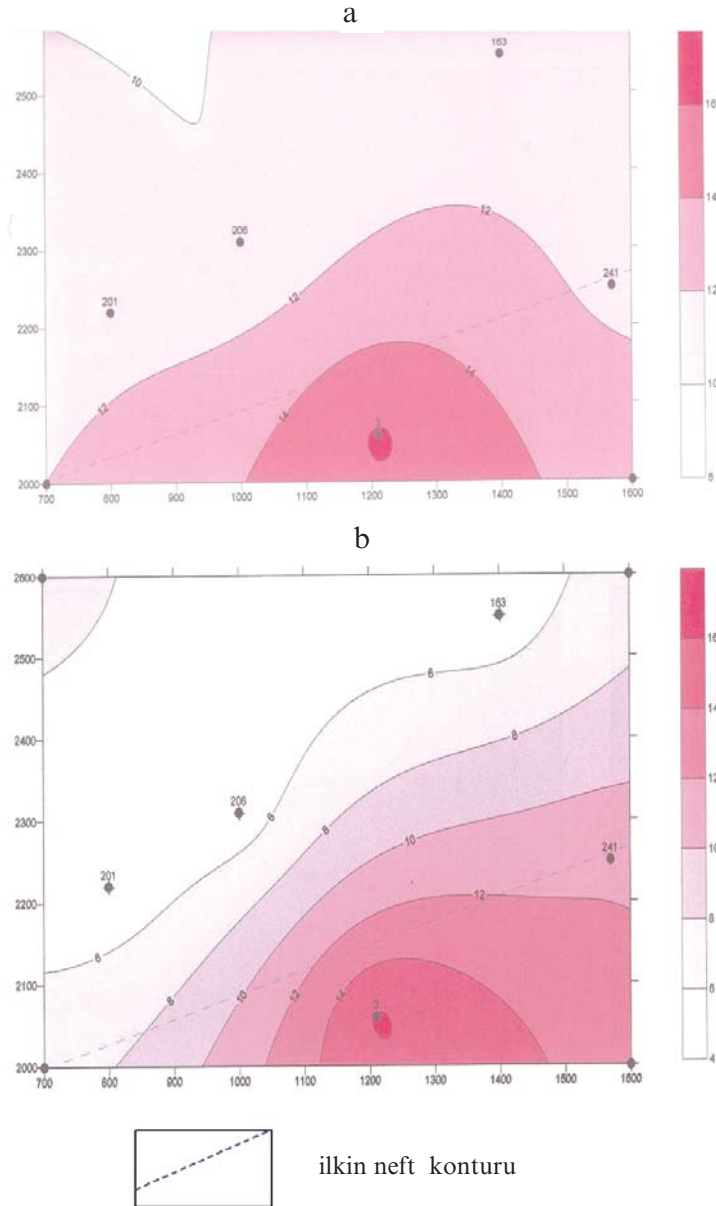
Burada: X – Xəzər dənizi suyunun faizlə miqdarı; Clq; Clx və ClL, uyğun olaraq, qatışıq, Xəzər dənizi və lay sularında xlor ionunun q/l-lə miqdarlarıdır.

Düsturdan istifadə edərək, I, XIa, XII və XIII bloklarda vurulan Xəzər dənizi suyunun nüfuzetmə faizi hesablanmışdır (cədvəl 2).

I blok-sahədə suvurucu quyuya yaxın olan 3 №-li quyunun lay suyunda xlor ionunun miqdarlarından və xlor ionunun paylanma xəritəsindəki (şəkil 2b) izoxlorlar-

dan istifadə etməklə Xəzər dənizi suyunun nüfuzetməsini faizlə hesablamaq olar. Xəzər dənizi suyunda xlor ionunun miqdarı 4,8; 3 №-li quyunun lay suyunda isə 16,2 q/l-dir. Belə halda Xəzər dənizi suyunun nüfuzetmə faizi ayrı-ayrı «izoxlorlar» üzrə hesablanmışdır (cədvəl 2).

X horizonta suurma XIa və XIb blok-sahələrdə aparılmışdır və I blok-sahədə olduğu kimi suurmaya qədər və suurma müddətləri üçün analogi xəritələr tərtib olunmuşdur. XIb blok-sahədə yalnız 64 №-li



Şəkil 2. Günəşli yatağının I blok-sahəsində X horizont sularının suvurmaya qədər (a) və ondan sonra (b) Cl ionunun paylanma xəritələri

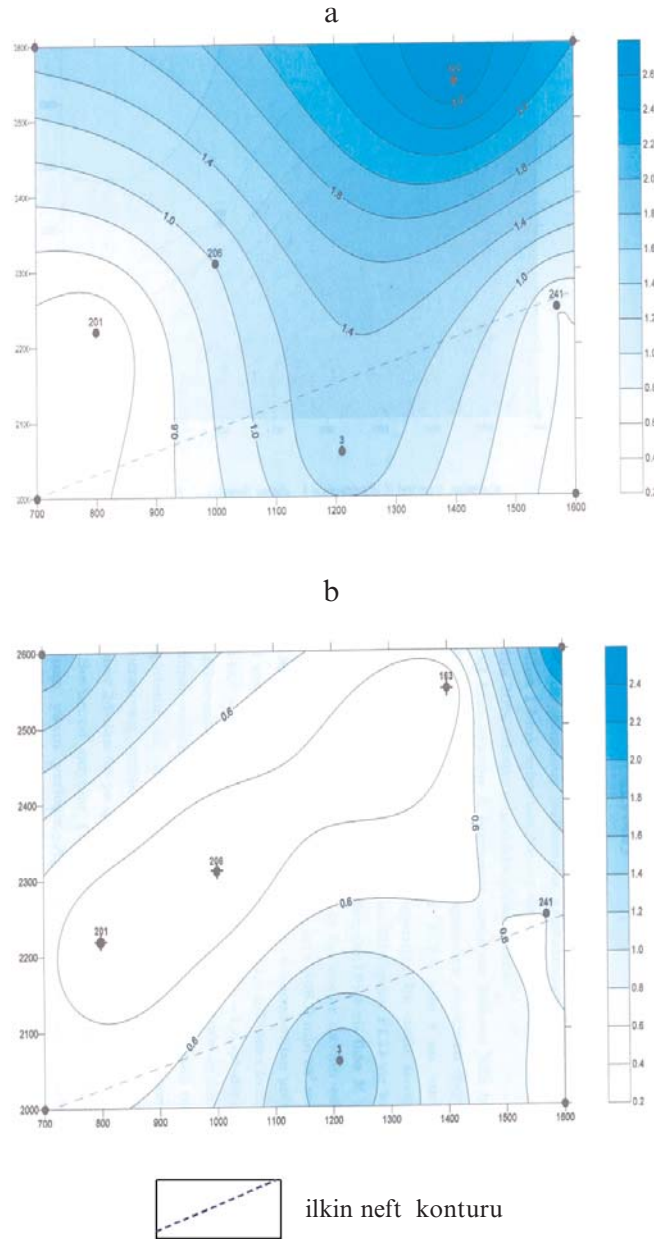
quyudan suvurucu quyuyu kimi istifadə olunub (1988.10-1992.03) və X horizonta 213,4 min t su vurulmuşdur.

XIa blok-sahədə suvurmaya qədər X horizontdan yalnız bir (4 №-li quyuyu) su analizi vardır ki, onun da mineralaşması 38,4 q/l, əsas komponentlərdən isə: Cl^- - 165; SO_4^{2-} - 0,2; $HCO_3^- + CO_3^{2-}$ - 6,3 və $RCOO^-$ - 1,8 q/l-dir.

Suvurucu quyular (1, 140, 139¹ -li) blok-sahənin cənub-qərbində neft konturuna yaxın yerləşir. Blokda nüfuzetmənin dərəcə-

si suvurucu quyulara yaxın yerləşən istismar quyuları (140 və 138 №-li) arasındakı xlor ionlarının miqdarına əsasən hesablanmışdır (şəkil 4b, cədvəl 2).

XII blok-sahədə X horizonta suvurma prosesinə 01.1989-cu ildə 158 №-li quyuda başlanılmış və 10.1995-ci ildə suvurma dayandırılmışdır. Bu müddətdə laya 433,3 min m³ Xəzər dənizi suyu vurulub. Sonra suvurma prosesi 146 №-li quyuda 04.2004-cü ildə başlanılıb və 04.2005-ci ildə başa çatıb, bu müddətdə laya 254,1 min m³ su vurulub.



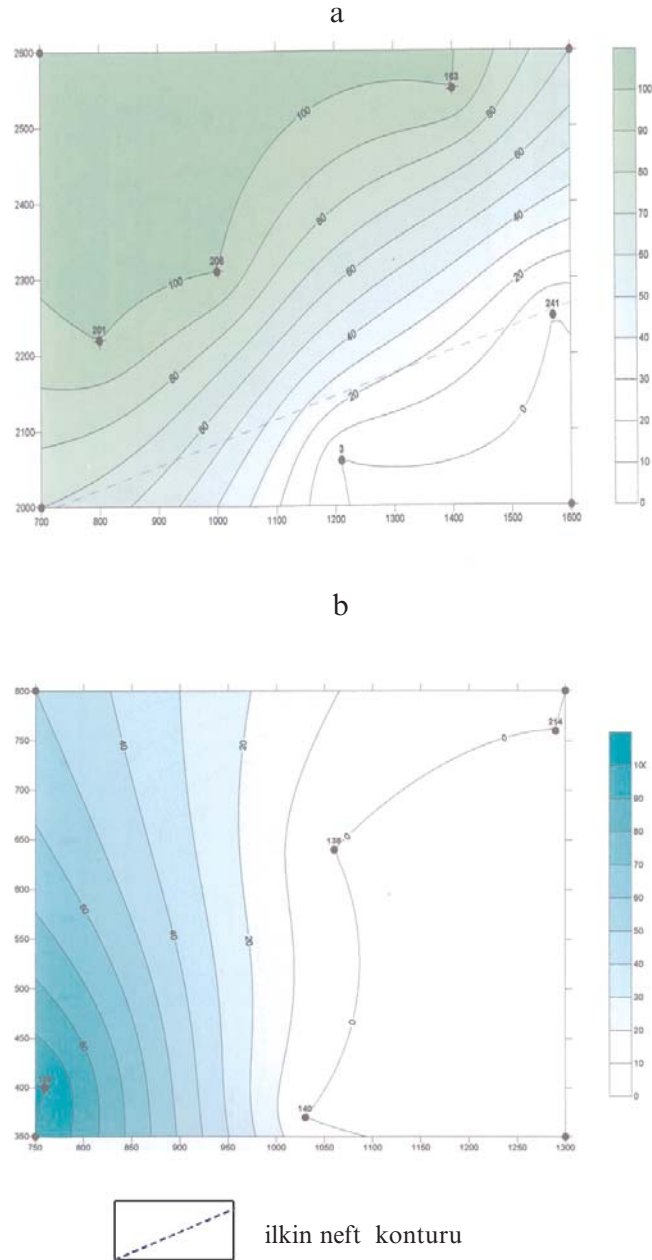
Şəkil 3. Günəşli yatağının I blok-sahəsində X horizont sularının suurmaya qədər (a) və ondan sonra (b) HCO₃ ionunun paylanma xəritələri

Suvurma prosesinə qədər blok-sahənin X horizontunun lay sularının kimyəvi analizləri aşkar edilməmişdir.

XII blok-sahədə suurma müddətində X horizontun lay sularının minerallaşma və xlor ionunun paylanması xəritələri tərtib edilmişdir. Xəritələrdən görüldüyü kimi lay sularının minerallaşması və buna uyğun xlor ionunun minerallaşma dərəcəsi blok-sahənin cənub-qərbindən şimal-şərqinə doğru tədricən artır.

Dəniz suyunun laya nüfuzetmə faizi suvurucu (158, 146 №-li) və onlara yaxın yerləşən quyular (145, 147, 151 №-li) arasındakı sahələrdə lay sularında izoxlorların qiymətlərindən istifadə edərək məlum düsturla hesablanmışdır (şəkil 5a). Suvurma müddəti üçün 145 və 147 №-li quyularda lay sularında xlor ionunun miqdarı, uyğun olaraq, 14,8 və 25,7 q/l-dir.

Suvurmaya qədər lay sularında xlor ionunun miqdarı haqqında məlumat olmadı-



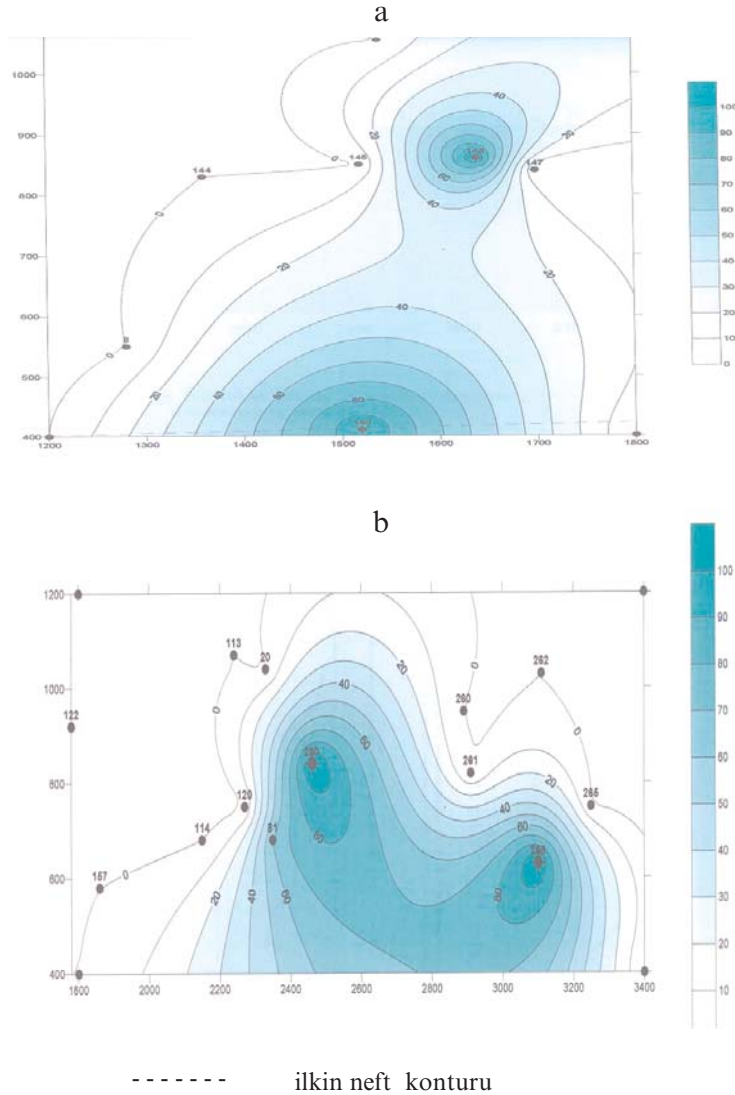
Şəkil 4. Günəşli yatağının I (a) və XI (b) blok-sahələrində X horizonta vurulan Xəzər dənizi suyunun nüfuzetmə xəritələri

ğından, nüfuzetmə xəritəsi tərtib olunarkən, 146 №-li quyunun yaxınlığında yerləşən quyuların lay sularındakı xlor ionunun miqdarından istifadə edilmişdir. Bu məqsədlə 145 №-li quyunun suyunda olan xlor ionunun miqdarından (14,8 q/l) istifadə edilmişdir (cədvəl 2).

XII blok-sahə üzrə vurulan suyun nüfuzetmə xəritəsindən görünür ki, blokun cənubunda yerləşən 158 №-li quyudan vuru-

lan su nisbətən geniş sahəyə, blokun mərkəzində yerləşən 146 №-li quyudan vurulan su isə az sahəyə təsir etmişdir (şəkil 5a).

XIII blok-sahə Günəşli yatağının cənub-qərb qanadında yerləşən əsas istismar sahəsi sayılır. Bu sahədə suvurma 07.1998-ci ildə 290 №-li quyuda başlamış, 02.2000-ci ilə qədər davam etmiş və X horizonta 133,7 min m³ dəniz suyu vurulmuşdur. İkinci suvurucu quyuyu (258 №-li) 10.1999-cu ildən 2005-ci ilin



Şəkil 5. Günəşli yatağının XII (a) və XIII (b) blok-sahələrində X horizonta vurulan Xəzər dənizi suyunun nüfuzetmə xəritələri

aprel ayına qədər fəaliyyətdə olmuş və ondan X horizonta 1013,4 min m³ dəniz suyu vurulmuşdur. Ümumiyyətlə isə, XIII blok-sahəyə 1147,1 min m³ Xəzər dənizi suyu vurulmuşdur.

Suvurmaya qədər blok-sahədə 4 quyudan (290, 265, 124, 119 №-li) su analizi mövcuddur. Bu quyuların məlumatına əsasən tərtib olunmuş CI ionunun paylanma xəritəsinə (şəkil 5b) görə blok-sahədə X horizontun hidrogeokimyəvi səciyyəsi verilmişdir. Minerallaşma və xlor ionunun paylanması xəritələrindən görünür ki, lay sularının minerallaşması və buna uyğun olaraq xlor ionu-

nun miqdarı blok-sahənin cənub-qərbindən şimal-şərqinə doğru tədricən artır və izominerin ədədi qiyməti 32-dən 66-ya çatır, izoxlorların qiyməti isə 10-dan 36-ya qədər artır. Hidrokarbonat ionlarının miqdarı isə, əksinə, şimal-şərqə doğru azalır və 1-dən də aza düşür. RCOO⁻ ionunun miqdarı bütün blok-sahə üzrə nisbətən sabit qalır.

Suvurma müddətində (1999-2003-cü illər) blok-sahədə X horizontun lay sularının tərtib olunmuş minerallaşma, xlor, hidrokarbonat və RCOO⁻ ionlarının paylanma xəritələri minerallaşma, xlor, hidrokarbonat və RCOO⁻ ionlarının miqdarlarının izoxətləri

Cədvəl 2

Günəşli neft-qaz-kondensat yatağının Balaxanı lay dəstəsinin X horizontuna ayrı-ayrı tektonik bloklar üzrə vurulan Xəzər dənizi, lay suları, onların müxtəlif faiz nisbətində qatışıqlarında xlor ionunun miqdarı və Xəzər dənizi suyunun nüfuzetmə dərəcəsi (faizlə)

Blok	Lay sularında Cl- ionu təyin olunmuş quyuların №-si	Xəritə üzrə izoxlorun qiyməti	Xəzər dənizi sularında Cl- ionunun qiyməti, q/l	Lay suyunda Cl- ionunun qiyməti, q/l	Qatışıqlarda Cl- ionunun qiyməti, q/l	Nüfuzetmə faizi
1	2	3	4	5	6	7
I	3	6	4,8	16,2	6	89
		8	-"	-"	8	72
		10	-"	-"	10	53
		12	-"	-"	12	47
		14	-"	-"	14	19
		16	-"	-"	16	2
	241	6	4,8	11,6	6	81
		8	4,8	11,6	8	52
		10	4,8	11,6	10	22
	XIa	140	5	4,8	10,3	5
6			-"	-"	6	78
7			-"	-"	7	60
8			-"	-"	8	42
9			-"	-"	9	24
10			-"	-"	10	5
138		5	-"	-"	5	95
		6	-"	-"	6	94
		7	-"	-"	7	89
		8	-"	-"	8	85
		11	-"	-"	11	70
		21	-"	-"	21	22
		23	-"	-"	23	17
		24	-"	-"	24	7
XII	145	6	4,8	14,8	6	88
		8	-"	-"	8	68
		10	-"	-"	10	48
		12	-"	-"	12	28
		14	-"	-"	14	8
	147	6	-"	25,7	6	96
		8	-"	-"	8	85
		10	-"	-"	10	75
		14	-"	-"	14	56
		20	-"	-"	20	27
XIII	120	8	4,8	24,9	8	84
		12	-"	-"	12	64
		16	-"	-"	16	44
		20	-"	-"	20	24
		24	-"	-"	24	4
	261	8	4,8	24,9	-"	90
		12	-"	-"	-"	78
		16	-"	-"	-"	67
		20	-"	-"	-"	55
		24	-"	-"	-"	43
		28	-"	-"	-"	31
		32	-"	-"	-"	19
		36	-"	-"	-"	7

suvurmaya qədərki dövrü səciyyələndirən əvvəlki xəritələrdən xeyli fərqlənir. Bu fərq blok-sahənin cənub-qərbində yerləşən 114 №-li (minerallaşması 78,3 q/l) və mərkəzi hissədə yerləşən 261 №-li (minerallaşması 69 q/l) quyuların yüksək minerallaşması və blokun cənubunda qırılma zonasında yerləşən 81 №-li (minerallaşması 25,5 q/l) və 122 №-li (mineralizasiyası 28,2 q/l) quyuların nisbətən az minerallaşmış sularının təsiri nəticəsində olmuşdur. Burada izominerlərin ədədi qiymətləri arasında o qədər də böyük fərq nəzərə çarpmır.

XIII blok-sahədə X horizonta vurulan Xəzər dənizi suyunun minerallaşmaya təsirini və onun nüfuzetmə faizini hesablamaq məqsədilə vurulan suda xlor ionunun miqdarının paylanması xəritəsindən (şəkil 5b), izoxlorlardan və suvurucu quyunun yaxınlığında yerləşən quyuların (261, 265, 120, 20 №-li) sularında olan xlor ionlarının miqdarlarından istifadə edilmişdir.

290 №-li suvurucu quyuya yaxın olan 120 №-li quyunun suyunda xlor ionunun miqdarı 24,9 q/l-dir. Bu quyuların arasından keçən 8, 12, 14, 16, 20, 24 izoxlorların yerləşdiyi sahələrdə Xəzər dənizi suyunun nüfuzetməsi məlum düsturla hesablanmışdır (cədvəl 2).

Tərtib olunmuş nüfuzetmə xəritəsindən (şəkil 5b) görüldüyü kimi vurulan su blokun cənub hissəsində daha geniş sahəni, suvurucu quyulardan şimal-qərbdə və şimal-şərqdə isə nisbətən az sahəni əhatə etmişdir.

XV blok-sahədə qazılmış quyuların əksəriyyəti 03.1988-ci ildən başlayaraq suvurucu quyuya kimi istifadə olunmuşdur (cədvəl 1). Odur ki, blok-sahədə X horizontun lay sularının kimyəvi tərkibləri haqqında çox az məlumat var. Blok-sahənin 4 quyusundan (255, 82, 51, 53 №-li) su analizləri mövcuddur ki, bunlardan da 51 və 53 №-li quyulardan götürülmüş su nümunələrinin tarixi su vurulan vaxta təsadüf edir (51 №-li quyuya, 04.1989;

53 №-li quyuya, 09.12.1988). Odur ki, bu analizlər ilkin lay sularını kimyəvi tərkib baxımından tam xarakterizə etməzlər.

Ədəbiyyat

1. Abdullayev İ.Ə. – Dəniz neft-qaz yataqlarında laylara suvurmanın xüsusiyyətləri. ANT, №9, səh.31-34, 2005 il.

2. Акперов Н.А., Касимов А.А. – Состояние выработанности запасов нефти свиты перерыва на месторождении Гюнешли. АНХ, №11, стр.13-15, 2003 г.

3. Акперов Н.А. – Особенности перемещения водонефтяного контакта и характер обводнения продукции скважин залежи свиты перерыва на месторождении Гюнешли АНХ, № 4, стр.5-8, 1993г.

4. Акперов Н.А., Аскерова С.А., Гусейнов Н.Ф., Листенгартен Л.Б., Стуконогов Ю.А. Новые данные о разработке месторождений Гюнешли. АНХ, № 7, стр.27-30, 1993г.

5. Акперов Н.А. – О повышении эффективности разработки морских нефтегазовых месторождений. АНХ, №12, стр.24-26, 2004 г.

6. Алиев А.И., Гусейнов Ф.М., Султанов Н.А., Таиров Д.Н., Кязимов Д.Х. Геолого-промысловая характеристика и свойства пластовых нефтей месторождения им. 28 Апреля (Гюнешли). АНХ, № 8, стр.14 - 17, 1988 г.

7. Аскерова С.А. – Некоторые геологические аспекты разработки месторождения Гюнешли. АНХ, № 10, стр.7-10, 1996 г.

8. Ахмедов О.М., Твердохлебов Н.Н. – О геологических условиях проводки скважин на месторождении Гюнешли. АНХ, №1, стр.4-7, 1990г.

9. Ахундов Р.А., Мехтиев У.Ш., Рачинский М.З. – Справочник по подземным водам нефтегазовых и газоконденсатных месторождений Азербайджана. Изд.Маариф, стр.302-303, 1976 г.

Определение зоны внедрения закачиваемой морской воды в нефтегазо-конденсатного месторождении Гюнешли

У.Ш.Мехтиеv, Ф.М.Гаджиеv,
Г.А.Гусейнов, Н.А.Атакишиева

Резюме

В лаборатории произведены анализы пластовых вод X горизонта балаханской свиты, а также применяемых для заводнения скважин пластовых вод, их смесей в различных соотношениях и проверка их стабильности.

Были определены основные компоненты, входящие в состав пластовых вод и их различных смесей.

Произведены теоретические расчеты концентраций, входящих в состав смесей компонентов и сравнения их с фактически определенным содержанием, что позволило прийти к выводу, что для определения соотношения пластовых вод и закачиваемой используют, в основном, содержание ионов хлора и сульфата.

Determination of sea water injection introduction zones in oil-gas-condensate Guneshli field

U.Sh.Mekhtiev, F.M.Gadjiev,
G.A.Guseynov, N.A.Atakishieva

Summary

Analysis of Balakhan suite X horizon formation water is made and, as well, of formation waters, their mixtures used for waterflooding in different ratios and their stability check.

Theoretical calculation of concentrations being included into mixture components composition and their comparison with actually determined content are carried out which allowed to come to conclusion that for determination of formation water and injection water ratio, mainly, chlorine and sulphate ions are used.

UOT 55(47924)

QƏRBİ ABŞERONUN NEFT-QAZLILIQLA ƏLADƏDAR STRUKTUR-TEKTONİK QURULUŞUNUN BƏZİ XÜSUSİYYƏTLƏRİ

X.M.Yusifov, A.A.Əfəndiyev

(ARDNŞ-nin ETİ)

Məlum olduğu kimi Azərbaycanın qazıma ilə ən yaxşı öyrənilmiş Abşeron neftli-qazlı rayonu (NQR) tektonik cəhətcə Böyük Qafqazın cənub-şərq batımında yerləşən çökəkliyə aid edilir. Abşeron çökəkliyində Qərbi Abşeron antiklinoriumu, Qərbi Abşeron sinklinoriumu, Mərkəzi Abşeron antiklinoriumu və Şərqi Abşeron sinklinoriumu kimi tektonik elementlər ayrılır. Bu qalxımlar zonasını təşkil edən ayrı-ayrı qırışıqlar müxtəlif istiqamətlidirlər və onlar mürəkkəb geoloji quruluşa malikdirlər. Çökəkliyin şimal və şimal-qərb hissələrində intişar etmiş qırışıqların əksəriyyəti Mezozoydan irsi inkişafa malik olduqlardan ümumqafqaz istiqamətində qeyd olunurlar.

Abşeron çökəkliyinin geoloji quruluşunda Kaynozoy və Mezozoy çöküntülərinin iştirakı qazıma ilə təsdiq olunmuşdur. Şimal-şimal-qərbdən cənub-cənub-şərq istiqamətlərinə doğru daha qədim Mezozoy çöküntüləri cavan Kaynozoy çöküntüləri ilə örtülülər.

Abşeron yarımadası ərazisində Pliosen üzrə 20-dən artıq braxiantiklinal quruluşa malik lokal qalxımlar ayrılır. Asimmetrik, böyük ölçülü bu qırışıqlar bir-birinə qarşı bəzən həlqəvari və kulis şəkilində yerləşirlər və onların bütövlüyü müxtəlif amplitudlu və istiqamətli tektonik qırılmalar, bəzən isə onlarla əlaqədar diaprizm və palçıq vulkanları ilə mürəkkəbləşmişdir. Yarımadaının qərb, mərkəz və şərq hissələrində yerləşən bu lokal qalxımlardan təşkil olunmuş antiklinal zonaların tədricən gömülməsi şimal-qərb-cənub-şərq istiqamətində qeyd olunur. Tektonik zonaları təşkil edən lokal qalxımlar forma və tiplərinə görə bir-birindən fərqlənsələr də, demək olar ki, onların hamısı konsedimentasiya inkişafı ilə səciyyələnir. Lokal qırışıqlar bir-birindən aydın, yastı yəhərlərlə ayrı-

lırlar. Yarımadaında baş vermiş intensiv tektonik hərəkətlər Məhsuldar qatın ayrı-ayrı stratiqrafik vahidlərinin litofasiya və qalınlıqlarının dəyişilməsinə də öz təsirini göstərmişdir. Belə ki, ayrı-ayrı horizont və lay dəstələrinin qalınlıqları strukturların gömülmüş hissələri, qanad və pereklinalları istiqamətində artır.

Qərbi Abşeron sinklinoriumundan – Bakı muldasından qərbdə, Şabandağ – Atəşgah qalxımlarından keçən submeridional istiqamətli, həlqəvari antiklinal zona ayrılır. Bu zona cənub-qərbə dönərək en istiqamətində uzanır və Lökbatan-Puta-Quşxana, Korgöz-Qızıltəpə qalxımlarını əhatə edərək, cənub-qərbdə Qaradağ qalxımı ilə qurtarır, ondan şimal-qərbdə isə o, şaxələnərək, Şonqar-Sarınca-Gülbəxt zonasından keçir. Bu tektonik zona qapalı həlqə şəklində Güzdək muldasını əhatə edir, onun üzərində yerləşən qalxımlar təsbeh şəklində düzülərək, üstəgəlmə xarakterli uzununa və eninə pozğunluqlarla mürəkkəbləşmişlər.

Konsedimentasiya inkişafına malik bu braxiantiklinal tipli qırışıqların qanadlarının meyli dərinlik artdıqca artır. Ayrı-ayrı horizont və lay dəstələrinin qalınlıqları qanadlardan tağa doğru azalır, bəzi hallarda isə onlar qanadlarda, tağa çatmamış pəzlaşirlər.

Ümumiyyətlə, araşdırmaların nəticələri göstərir ki, qalxımların intensiv inkişafı Pliosendən sonrakı Antropogenqabağı vaxta uyğun gəlir. Strukturların tağyanı hissəsini mürəkkəbləşdirən regional uzununa pozğunluqlar, çox güman ki, daha dərinə yatan Miosen-Paleogen çöküntülərində də davam edirlər.

Yuxarıda göstərilən antiklinal zonaları bir-birindən ayıran geniş sinklinallar (muldalar) əsasən yarımadaının cənubunda yerləşirlər. Bu muldalar daxilində Məhsuldar

qatın dabanı 4-5 km-ə qədər dərinlikdə yatır.

Əsasən gilli fasiyaya malik olan Paleogen-Miosen kompleksi, ondan üstə yatan Pliosen kompleksi çöküntülərinin struktur formalaşmasına təsir göstərmişdir. Belə ki, Paleogen-Miosen kəsilişinin qalınlığı çox olduğu lokal zonalarda, eyni zamanda, Pliosen antiklinal zonaları da izlənilir və yaxud əksinə, qalınlıqları az olan Paleogen-Miosen zonaları üzərində Pliosen muldaları yerləşir. Deyilənləri mərkəzi hissəsində az qalınlıqlı Paleogen-Miosen çöküntüləri yayılmış və Pliosen qalxımları ilə haşiyələnmiş Güzdək muldası təsdiq edir. Mövcud geoloji-geofiziki və qazıma məlumatları əsasında MQ-nin VII horizontunun dabanı və Diatomun səthinə görə dəqiqləşdirilmiş struktur xəritələr (şəkil 1, 2) və geoloji profillər (şəkil 3) Qərbi Abşeronun cari struktur-tektonik xüsusiyyətlərini əks etdirirlər.

Eyni zamanda Qərbi Abşeronda MQ-nin VII horizontunun (Qaradağ bölgüsü üzrə) dabanına görə qurulmuş struktur xəritədə qalxımların tağ hissələrinin cənuba doğru az yerdəyişməsi (200-400-m) qeyd olunur. Xəritədən görüldüyü kimi, VII horizontun dabanının yatma dərinliyi şimaldan cənuba doğru 600-800 m-dən 4200-4400 m-ə qədər artır (şəkil 1).

Demək olar ki, Qərbi Abşeronda alt Pliosenə görə aşkar olunmuş bütün antiklinal zonalar Paleogen-Miosen antiklinal zonalarına uyğun gəlirlər.

Qərbi Abşeronda Paleogen-Miosen kompleksinə görə olan tektonikanın əsas xüsusiyyətlərindən biri qalxımların qırılma pozğunluqları ilə kəskin mürəkkəbləşməsidir. Belə qırılmalar strukturlarda regional parçalanma zonalarının – blokların əmələ gəlməsinə səbəb olmuşdur. Qeyd edək ki, Paleogen-Miosen kəsilişində disharmonik qırışıqların əmələ gəlməsində lokal qırılmalar az əhəmiyyət kəsb etməmişdir.

Qərbi Abşeron tektonikasının əsas xüsusiyyətlərindən biri də onun palçıq vulkanları fəaliyyətləri ilə kəskin mürəkkəbləşməsidir. Aparılmış tədqiqatlar göstərir ki, Paleogen-Miosen kompleksinin plastik gilli kəsilişi palçıq vulkanizminin inkişafı üçün

əlverişli şəraitə malikdir.

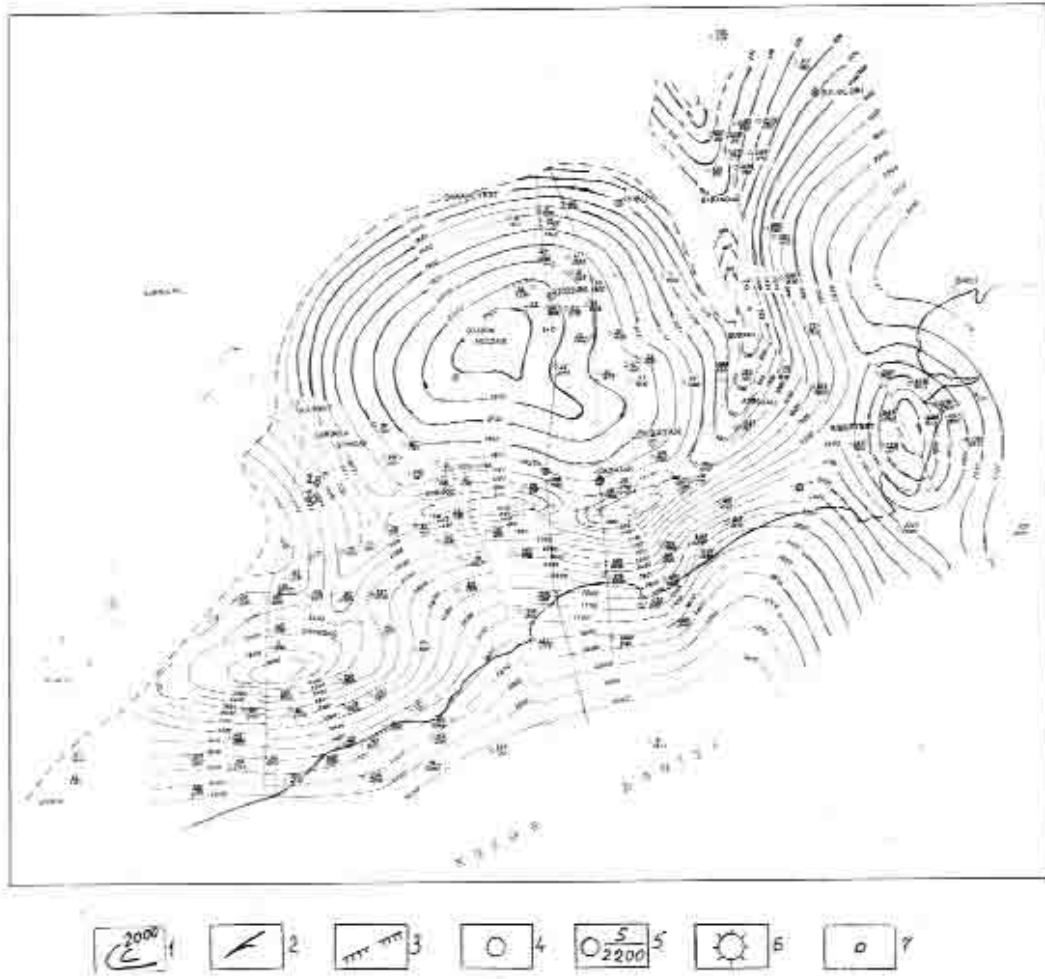
Abşeron yarımadasının cənub-dəniz-sahili hissəsində Paleogen-Miosenə görə Cənubi-Abşeron gömülmüş qalxımı zonası yerləşir. Bu qalxım 4500-6000 m dərinlik intervalında ƏODÜ (əks olunan dalğa üsulu) ilə işlənmiş meridional istiqamətli profillərdə təsdiq olunmuşdur. Gömülmüş qalxımın Qaradağ-dənizdən Zirə yatağına qədər 50 km-ə yaxın məsafədə suben istiqamətli zonası müxtəlif yaşlı çöküntülərin struktur planlarının uyğunsuzluğu ilə səciyyələnir.

Qərbi Abşeronun Qaradağdan Bibiheybətə qədər olan sahil zonasında MQ təbəqələrinin monoklinal batımı və, eləcə də, Mərkəzi Abşeronda Qaraçuxurdan Qumdəniz qalxımına qədər qalınlıqların artdığı zona Paleogen-Miosen çöküntü kompleksində olan qalxımların formalarına uyğun gəlir [3].

Qərbi Abşeronun tektonik xüsusiyyətlərindən ən əsası isə, Paleogen-Miosen qalxımlarının struktur planları ilə ondan altda və üstə yatan çöküntü komplekslərinin struktur planlarının uyğun gəlməməsidir. Belə uyğunsuzluqların kəskin olması, struktur planların biri-birinə əks formada təzahür etmələrinə səbəb ola bilər. Bu səbəblərə görə də bəzən Paleogen-Miosen kompleksinin qalxımları Mezozoy qalxımlarına uyğun gəlir və yaxud əksinə. Eyni zamanda Paleogen-Miosen qalxımlarına Pliosen çökəklikləri uyğun gələ bilər [1, 2].

Qeyd olunan regional qırılmaların uzanma istiqamətləri Qərbi Abşeron zonasını ümumqafqaz istiqamətli, suben və həlqəvi yarımzonalara ayırmağa imkan verir. Belə ki, şimal-qərbdən ümumqafqaz istiqamətində uzanan tektonik zonaların şərq və cənub-şərqdə tədricən en istiqamətinə yaxın uzanmaları nəzərə çarpır. Burada Şabandağ, Bibiheybət, Qızıltəpə strukturları həlqəvi strukturlarla əlaqədar olduqları üçün istisnaqlıq təşkil edirlər və submeridional istiqamətdə uzanmaları ilə səciyyələnirlər.

Qazıma məlumatları və geofiziki tədqiqatların nəticələri göstərir ki, Qərbi Abşeron ərazisində ümumqafqaz-şimal-qərb cənub-şərq istiqamətli, suben və həlqəvi



Şəkil 1. Qərbi Abşeronun MQ-in VII horizontunun dabanına görə struktur xəritə

xarakterli tektonik zonalar ayrılır.

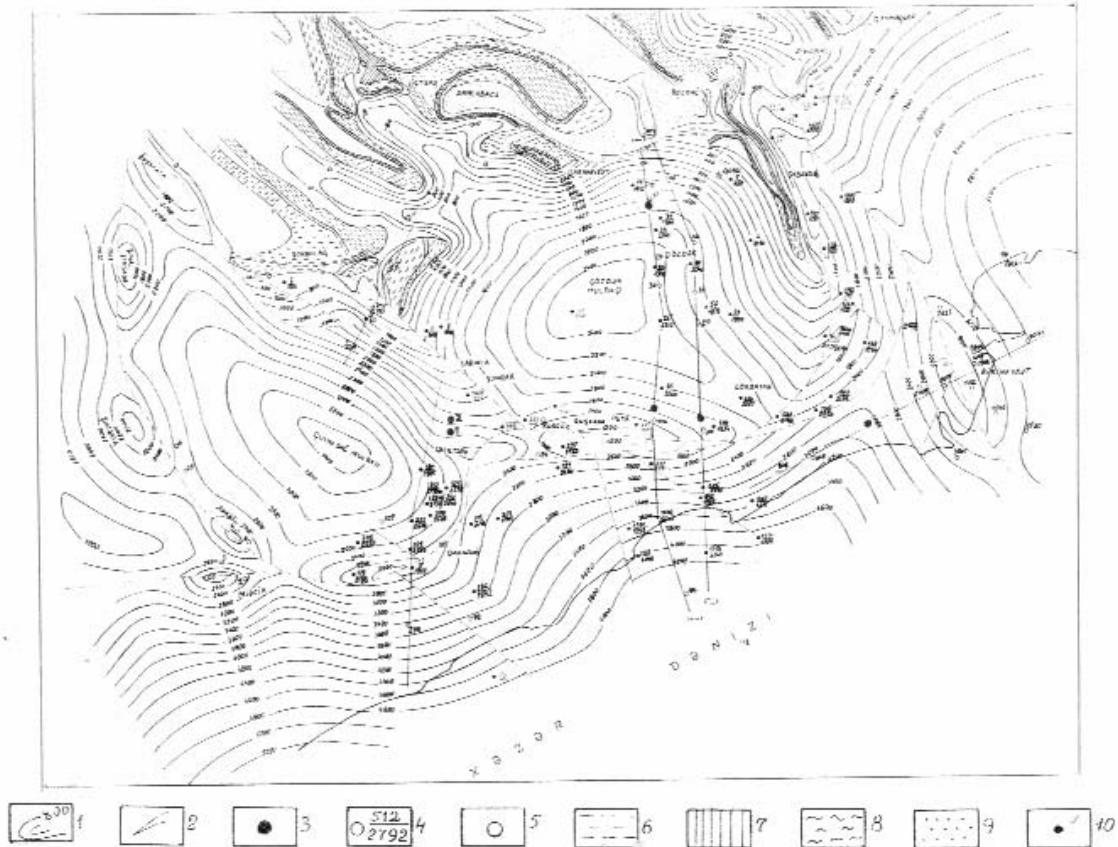
Şimal-qərbdən cənuba, cənub-şərqə tərəfə uzanan Qovun-Bozdağ-Şabandağ antiklinal zonası cənub-şərqdə öz istiqamətini dəyişərək meridional istiqamət alır. Bu antiklinal zonanın Bozdağ-Qobu palçıq vulkanından 8 km-dən artıq cənubda yerləşən hissəsi ilə birlikdə uzunluğu 20 km-ə qədərdir.

Bozdağ-Qobu palçıq vulkanından cənub və cənub-şərq istiqamətdə uzanan Şabandağ strukturu ensiz və kəskin təzahür forması olan antiklinal kimi təmsil olunur. Bu strukturun tağ hissəsi qanadlardan və cənub pereklinaldan Maykop, Çokrak və Diatom çöküntüləri ilə hasiyələnmiş Qovun çöküntülərindən təşkil olunmuşdur. Strukturun eni cənub istiqamətdə azalaraq 1-1,5 km-dən 0,5 km-ə çatır. Şərq tərəfdən struktur ensiz çökəkliklə Sulutəpə tektonik blokundan ayrılır.

Qalxımın qərb qanadı cənub-qərb istiqamətdə Güzdək muldasının mərkəzi hissəsinə doğru gömülür.

Cənubda Şabandağ qalxımının pereklinalı, cənub-şərqdə Şubanı-Atəşgah-Lökbatan tektonik xəttinin bir hissəsi olan Şubanı qalxımı ilə birləşir. Başqa sözlə, Şabandağ strukturu adları çəkilən qalxımlarla birlikdə vahid həlqəvi antiklinal zona əmələ gətirir (şəkil 1, 2).

Ancaq toplanmış geoloji materialların araşdırılma nəticələri, seysmik kəşfiyyat və qazıma işlərinin məlumatı Şabandağ qalxımının cənub-şərq pereklinalı haqqında başqa söz deməyə imkan verir. Belə ki, Güzdək muldasında 29, 38, 52 sayılı quyuların yerləşdiyi zonada qırılma pozğunluğunun müəyyən edilməsi və istifadə edilmiş seysmik profillər göstərir ki, Şabandağ qalxımının ox hissəsi



Şəkil 2. Qərbi Abşeronun Diatom lay dəstəsinin səhninə görə struktur xəritə

cənub-şərqdə kəskin qalxaraq Güzdək muldasının mərkəzi hissəsi üzərinə aşırılıb. Deyilənlər təsdiq edir ki, göstərilən qırılma boyu lokal Miosen qalxımı inkişaf edib. Şabandağ qalxımının peroklinalından cənub-qərbdə uzanan bu qırılma pozğunluğunun uzunluğu 7 km təşkil edir. Güman etmək olar ki, bu qırılma qərbdə Gülbəxt-Sarıncə-Şonqar strukturlarına qədər davam edir [2].

Qovun-Bozdağ antiklinal zonasından cənubda, demək olar ki, tam en istiqamətində Üçtəpə-Qaraheybət (Damlamaca) zonası uzanır. Bu zona şərqdə Şabandağ qalxımı ilə birləşir. Adları çəkilən struktur qalxımlar həlqəvi struktur zona yaradaraq şimaldan və şərqdən, demək olar ki, Güzdək muldasına söykənirlər. Belə struktur düzülüş Bozdağ-Qobu palçıq vulkanı sahəsində mürəkkəb tektonik qovşağın əmələ gəlməsinə səbəb olur. Belə hesab etmək olar ki, Üçtəpə-Qaraheybət antiklinal zonasının sonrakı şərq davamı şimal-qərbdə yerləşən Hökməli vulkanına, daha

sonra isə şərqdə yerləşən Ziyilpiri palçıq vulkanına tərəf istiqamətlənir.

Üçtəpə qalxımı geoloji xəritədə uzunluğu 2,5 km olan kiçik ölçülü qalxım kimi səciyyələnir. Onun tağ hissəsində toplanmış Maykop süxurları qanadlarda Çokrak horizontu və Diatom lay dəstəsinin təbəqələri ilə haşiyələnirlər. Qaraheybət (Damlamaca) qalxımını lokal qalxım kimi hesab etmək olar. Onun morfolojiyası sonrakı qazıma məlumatlarına əsasən müəyyənləşməlidir. Bu qalxım en istiqamətində 10 km-ə qədər uzanır. Onun tağ hissəsində Qovun, qanadlarında isə cavan Paleogen-Miosen çöküntüləri toplanıb. Qalxımın cənub qanadı Güzdək muldasının mərkəzinə doğru gömülür. Bu qanadın qərb hissəsi tağında Maykop çöküntüləri toplanmış lokal Qaraheybət qalxımı ilə mürəkkəbləşir. Qeyd olunan qalxımın uzunluğu 3 km, eni isə 500 m-dir.

Üçtəpə qalxımından cənub-qərbdə Şərqi Zərbəçi strukturu ayrılır. Bu strukturun

tağında Qovun, Maykop, qanadlarında isə Çokrak horizontu və Diatom çöküntüləri toplanıb. Strukturun Cənub-qərb qanadından keçən ensiz çökəklik onu Şorbulaq qalxımı ilə sərhədləndirir.

Qərbi Abşeronun cənub hissəsində kəskin təzahür etmiş Şorbulaq-Gülbəxt-Sarıncə-Körgöz-Puta-Lökbatan-Atəşgah-Şubanı antiklinal zonası yerləşir.

Qazıma məlumatlarının göstərdiyi kimi, bu zona oxboyu regional qırılma ilə mürəkkəbləşib. Belə ki, bu zona qərb, cənub və şərqdən Güzdək muldasına tərəf qövsvarı şəkildə keçir. Odur ki, göstərilən zona üzərində yerdəşən strukturları həlqəvi strukturlar adlandırmaq olar. Zonanın ümumi uzunluğu 30 km-dir (şəkil 1, 2).

Şorbulaq strukturunun tağ hissəsinə Qovun və Maykop çöküntüləri təşkil edir. Strukturun uzunluğu 7 km-dir. Bu strukturun şərq hissəsindən struktur zonaların ayrılması qeyd olunur. Onlardan biri şərqə, Güzdək qalxımına tərəf, digəri isə, cənub-şərqə Gülbəxt, Sarıncə, Şonqar qalxımlarına doğru istiqamətlənir. Hər iki istiqamət oxboyu qırılma pozğunluğu ilə müəyyən edilib. Şərq və cənub istiqamətlərdə pozğunluğun amplitudunun 1km məsafədə 800 m-ə qədər dəyişməsi qeyd olunur. Strukturun cənub qanadı ümumqafqaz istiqamətli və yüksək amplitudlu qırılma ilə mürəkkəbləşib. Bu qırılma üzrə qalxımın şimal qanadı cənub qanadın üzərini örtmüşdür. Qırılmanın varlığı Mezozoya qazılmış 1 sayılı quyunun kəsilişində dəqiq qeyd olunur. Belə ki, bu quyunun lüləsi Maykop çöküntülərindən Diatom lay dəstəsinə və Çokrak horizontuna daxil olmuşdur.

Şorbulaq sahəsindən cənub-şərqdə yerləşən Gülbəxt-Sarıncə-Şonqar zonası cənub-şərq istiqamətində 5 km-ə qədər uzanır. Bu zona strukturlarının tağ hissəsindən keçən oxboyu qırılma Gülbəxt, Sarıncə, Şonqar palçıq vulkanları və qanadlarda en istiqamətli qırılmaların olması ilə mürəkkəbləşib. Zonanın şimal-şərq qanadı Güzdək muldasına tərəf, cənub-qərb qanadı isə cənub-qərbdə yerləşən Çuvaldağ muldasına doğru gömülür, 4 km-ə qədər məsafədə layların batımı 1500-2000 m təşkil edir.

Zonada strukturların tağ hissəsinə yaxın yerlərdə Miosen təbəqələri 1000-1500 m dərinlikdə yatır. Zonanın şimal-şərq qanadı üstəgəlmə tipli pozğunluq müstəvisi üzrə cənub-şərq qanada nisbətən 200-500 m şaquli yerdəyişmə amplitudu ilə qırılıb qaxmışdır. Antiklinal zonanın Quşxana ilə Şonqar sahələri arasında olan hissəsi geoloji ədəbiyyatda Körgöz-Qızıltəpə adı ilə məlumdur. Əslində bu hissə özünü tektonik qovşaq kimi göstərir və buradan Şonqar qalxımına tərəf şimal-qərb istiqamətli Lökbatan-Puta-Quşxana, cənub tərəfə isə Qaradağ qolu ayrılır.

Qərbi Abşeronda Quşxana-Puta-Lökbatan qalxımı en istiqamətli qalxım kimi təmsil olunur və 10 km-ə qədər məsafədə uzanır. Qalxımın tağ hissəsindən oxboyu qırılma keçir və onu şimal və cənub qanadlara bölür. Qalxımın nisbətən az meyilli şimal qanadı Güzdək muldasına tərəf, cənub qanad isə dikyatımlı olub, Xəzər dənizinə doğru gömülür. Cənub qanad en istiqamətli qırılmalarla üç böyük tektonik bloka ayrılır (şəkil 1-3). Antiklinal zonada yerləşən lokal strukturların tağ hissələrində Miosen çöküntülərinin yatım dərinlikləri 800-1500 m arasında dəyişir. Şimal qanadda Güzdək muldasının mərkəzinə doğru təbəqələrin gömülməsi 2500 m, cənub qanadda isə Xəzər dənizinə tərəf – 4000 m və daha artıqdır. Şimal qanadda 1 km məsafədə gömülmə 600 m, cənub qanadda isə 1000-1200 m qeyd olunur. Cənub qanadın uzaq batımında təbəqələrin yatım meyilliyi çoxalır. Strukturların tağ hissələri Quşxana, Axtarma-Puta və Lökbatan palçıq vulkanları ilə mürəkkəbləşib. Sonuncu vulkan dünyada ən fəal püskürən vulkanlardan biri hesab olunur.

Atəşgah (Şubanı) qalxımı şimal-şərq istiqamətində 5 km-ə qədər məsafədə uzanır. Qalxımın tağ hissəsi tektonik parçalanmaya məruz qalaraq Lökbatan tərəfə davam edən, iki oxboyu qırılma ilə sərhədlənmişdir. Tektonik parçalanma zonasının eni 400-800 m arasında dəyişir. Şimal-qərb qanadda Miosen çöküntüləri 500-2000 m, cənub-şərq qanadda isə 1000-2000 m-ə qədər dərinlikdə yatır.

Cənub-qərbi Abşeronun uzaq cənub-

qərb hissəsində, şimal-qərbdə Qızıltəpə-Korgöz sahəsinə doğru uzanan oxboyu qırılma pozğunluğu ilə mürəkkəbləşmiş Qaradağ qalxımı yerləşir. Qırılma pozğunluğu və en istiqamətli qırılmalarla tektonik bloklara parçalanmış bu qalxım şimal-qərb və cənub-şərq qanadlara ayrılır [3].

Strukturun xarakterik cəhətlərindən biri, ondan Otman-Bozdağ, Qaradağ Pilpiləsi, Torpaqlı-Axtarma və Qaradağ-Axtarma palçıq vulkanları üzrə en istiqamətli qırılma pozğunluğunun keçməsidir. Bu qırılma pozğunluğu şərqə doğru uzanır və sahil xəttini keçir. Qalxımın tağ hissəsində göstərilən qırılma pozğunluğuna demək olar ki, paralel iki suben istiqamətli qırılma qeyd olunur. Qaradağ qalxımı Miosen çöküntülərində izlənilir, bunu 324, 323, 214, 219 sayılı quuyuların qazıma nəticələri də təsdiq edir. Bu qalxım öz istiqamətini şimal-şərqdən en istiqamətinə, Quşxana-Puta-Lökbatan qalxımlarına paralel dəyişir [2].

Layların suben istiqamətdə uzanmasını eyni zamanda şimal-qərb qanadın şimal-şərq hissəsində qazılmış 205, 106, 352 sayılı quyulardan alınan məlumatlar da təsdiq edir. Cüman etmək olar ki, Qaradağ qalxımı Miosen çöküntülərinə görə daha yaxşı formalaşmış en istiqamətli strukturudur.

Qaradağ qalxımının tağ hissəsində Miosen səthinin yatım dərinliyi 2000 m-ə qədərdir. Cənub-şərq qanadda bu yaşlı təbəqələr daha dik yatırlar. Burada təbəqələrin 1 km məsafədə batımı 700 m, şimal-şərq qanadda isə 300 m-ə qədərdir.

Bu qalxımın şimal-qərb qanadında Miosen təbəqələri Çuvaldağ muldasına tərəf 3000 m və daha çox dərinliyə qədər gömülür. Cənub və cənub-şərq istiqamətdə isə bu təbəqələrin gömülməsi 4000 m-dən artıqdır. Qaradağ qalxımının uzunluğu 9 km-ə çatır. Qalxımın tağ hissəsində tektonik parçalanma zonasının eni 200-600 m arasında dəyişir.

Göstərilənlərlə əlaqədar qeyd etmək lazımdır ki, Çuvaldağ və Güzdək muldalarını bir-birindən ayıran Diatom və alt Pliosen çöküntülərindən təşkil olunmuş Şorbulaq, Gülbəxt, Sarınca, Şonqar, Qızıltəpə, Qaradağ və b. strukturların bort hissələrində qumlu-

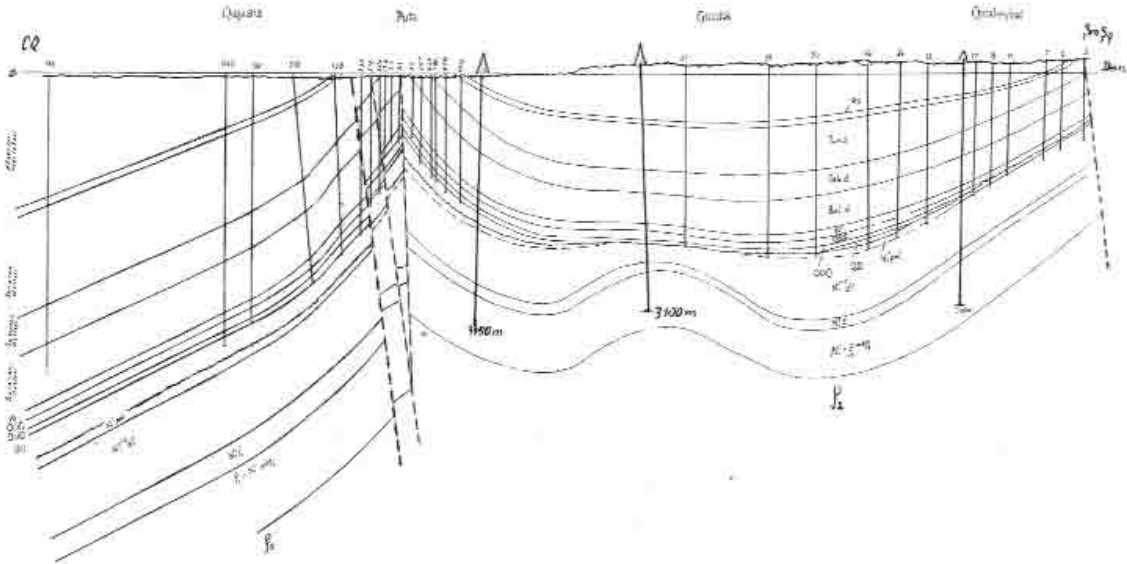
alevritli horizontlarla əlaqədar qeyri-antiklinal tələlərin varlığı geoloji-geofiziki üsullarla aparılacaq kəşfiyyat işlərində nəzərə alınmalıdır. Eyni zamanda Çuvaldağ muldasının qərb və şimal-qərb bortlarında yerləşən Anart, Şıxıqaya, Şimali Şıxıqaya və digər strukturlarda da eyni yaşlı çöküntülərdə qeyri-antiklinal tələlərin axtarışı məqsəduyğun hesab olunur.

Tədqiq olunan rayonun cənub-şərq hissəsində şimal-qərbdən cənub-şərqə doğru 9 km-ə qədər məsafədə uzanan Bibiheybət qalxımı ayrılır. Bu qalxımın tağ hissəsindən, şimal-qərbdə yerləşən Sultəpə sahəsinə tərəf, oxboyu qırılma keçir. Qalxımın tağ hissəsində Miosen təbəqələrinin yatım dərinlikləri 1800-2000 m-dir. Bakı muldasına tərəf olan şimal-şərq qanadda Miosen təbəqələrinin batımı 3000 m-dən artıqdır. Cənub-qərb qanadda təbəqələr daha çox dik yatırlar. Burada təbəqələrin 1 km məsafədə batım dərinlikləri 2000 m-dən 4000 m-ə qədər dəyişir (şək.1, 2).

Qərbi Abşeronda əsas struktur elementlərdən biri, Ziyilpiri-Binəqədi-Qırmaku qalxımlar zonasından cənubda Şabandağ və Şubanı qalxımlarından isə şərqdə yerləşən Bakı muldasıdır. Muldanın xarakterik cəhətlərindən biri çöküntülərin yatım bucaqlarının onun mərkəzinə doğru tədricən azalmasıdır. Muldada Miosen kəsilişinin ümumi yatım dərinliyi 3000 m-ə qədərdir.

Qazıma məlumatlarına əsasən muldanın şimal bortu boyu Miosen strukturlarını (Sultəpə, Çaxnaqlar, Masazır, Binəqədi) bir sıra tektonik bloklara ayıran en istiqamətli qırılma pozğunluqları keçir.

Qeyd olunduğu kimi, Qərbi Abşeronda antiklinal strukturların, əsasən Paleogen-Miosen strukturlarının, çox mürəkkəb tektonik quruluşa malik olmalarına səbəb burada palçıq vulkanlarının olması və onların intensiv fəaliyyət göstərmələridir. Palçıq vulkanları regional oxboyu qırılma pozğunluqları üzərində yerləşirlər. Belə əlaqələrin olması oxboyu və en istiqamətli qırılmaların kəsişdiyi sahələrdə daha tez-tez nəzərə çarpır. Bu qanunauyğunluq palçıq vulkanlarının yer səthində təzahür etdikləri zəif öyrənilmiş zonalarda, qırılma pozğunluqları isti-



Şəkil 3. Qərbi Abşeronun eninə geoloji profil. Quşxana-Qarabeybat

qamətlərinin müəyyən olunmasına və eninə qırılmaların izlənilməsinə imkan verir.

Aparılmış geofiziki və axtarış-kəşfiyyat işlərinin nəticələri göstərir ki, qonşu Şamaxı-Qobustan rayonunda Paleogen-Miosen çöküntüləri yer səthinə yaxın olduqları üçün yaxşı öyrənilib. Ancaq Qərbi Abşeronun Paleogen-Miosen çöküntü kompleksinin daxili quruluşu Miosen səthində öz əksini tapmış strukturlara görə çox mürəkkəbdir.

Depressiya zonalarında Paleogen-Miosen çöküntülərinin daha mürəkkəb quruluşda yatmalarını dərin axtarış-kəşfiyyat quyularından alınan məlumatlar və seysmik tədqiqat işlərinin nəticələri daha yaxşı göstərir [4, 5].

Belə ki, Şubanı sahəsində 118, Şorbulaq sahəsində isə qazılmış 1 №-li Mezozoy quyularından alınan məlumatlar göstərir ki, normal yatıma malik Paleogen-Miosen çöküntülərində kəsilişin təkrarı tektonik pozğunluqla əlaqədardır.

Göstərilən quyular layihə horizontlarını açmadan texniki səbəblərdən ləğv olunmuşdur.

Qərbi Abşeronda Paleogen-Miosen və digər strukturların çox mürəkkəb daxili quruluşu malik olmasını tədqiq olunmuş seysmik profillər yaxşı göstərir. Belə profillərdə

Paleogen-Miosen çöküntülərini əks etdirən seysmik sahələr çox vaxt nizamsız-xaotik vəziyyətdə olurlar. Yalnız sinklinallarda əks olunan seysmik sahələrin düzülüşünə görə müəyyən qanunauyğunluq izləmək mümkün olur. Tağ və tağayaxın hissələrdə isə biri-birinə əks olan seysmik sahələr əks olunurlar [1-5].

Qərbi Abşeronda Paleogen-Miosen çöküntüləri böyük qalınlıqla tək-tək quyularda açıldığına görə və onları əks etdirən seysmik materialların müqayisəsi birmənalı olmadığından, bu kompleksin daxili strukturlarını ancaq sxematik şəkildə vermək mümkündür.

Qeyd edək ki, indiyə kimi Paleogen-Miosen çöküntülərindən daha dərinə yatan Mezozoy kompleksi strukturlarının geoloji quruluşu haqqında tam təsəvvür əldə edilməyib. Geoloji xəritədən görüldüyü kimi, bu kompleksin çöküntüləri Qərbi Abşeronun şimal və şimal-qərb hissələrində yer səthinə çıxırlar. Sonra bu çöküntülər cənub-şərq istiqamətində tədricən gömülür və böyük qalınlıqlı Paleogen-Miosen çöküntüləri ilə örtülür. Zonanın şərq hissələrində isə Mezozoy çöküntülərinin səthi 5-6 km-ə qədər olan dərinliklərdə yatırlar. Qravimetrik tədqiqatlara görə bu çöküntülər cənub-qərbi Abşeronda daha böyük dərinliklərdə yatırlar. Burada onların yatım dərinlikləri 6-8 km ara-

sında gözlənilir.

Ümumiyyətlə, Qərbi Abşeronun Mezokaynozoy kəsilişinin struktur-tektonik xüsusiyyətlərini dəqiqləşdirmək və neft-qazlılığı öyrənmək üçün ayrı-ayrı sahələrdə yeni axtarış-kəşfiyyat quyularının qazılması və müasir seysmik üsulların tətbiqindən alınan nəticələrin kompleks araşdırılması lazımdır.

Ədəbiyyat

1. Алиев Г. Р., Эфендиев А. А., Оценка перспектив нефтегазоносности Миоценовых отложений юго-западного Абшерона // Азербайджанское нефтяное хозяйство, - 1990 – N 6/ - С. 11-15

2. Кастрюлин Н. С., Мамедов С. Б., Эфендиев А. А., Салимов Ф. М., Перспективы нефтегазоносности Палеоген-Миоценовых отложений Западного Апшерона и очередные задачи поисково-разведочного бурения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1991. – N 8, - С. 1-7

3. Надиров С. Г., Гаджиев Ф. М., Сулейманов А. М. О перспективах нефтегазоносности Миоценовых отложений северного крыла Карадагской складки // Азербайджанское нефтяное хозяйство – 1977.- N 6. – С. 8-11.

4. Böyük Qafqazın cənub-şərq hissələrində Paleogen-Miosen çöküntülərinin geoloji-geofiziki öyrənilməsinin kompleks təhlili və onların perspektivliyi istiqamətləri /X.M.Yusifov (və b.)// ARDNŞ-nin «Elmi Tədqiqatlar» İnstitutunun elmi əsərlər toplusu – 2006. – N 6.- S. 25-36.

5. Şərqi Azərbaycanın Paleogen-Miosen çöküntülərində neft-qaz yataqları axtarışının geoloji əsasları /X.M.Yusifov (və b.) // ARDNŞ-nin «Elmi tədqiqatlar institutunun elmi əsərlər toplusu – 2000.- N 11. – S. 46-63.

Некоторые особенности структурно-тектонического строения Западного Абшерона в связи с нефтегазоносностью

Х. М. Юсифов, А.А.Эфендиев

Резюме

На основании данных сейсморазведки, бурения, а также испытательных работ в скважинах, проведенных за последние годы, рассматриваются структурно-тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности Западного Абшерона. По составленным структурным картам по поверхности диатома и подошве VII горизонта (по Гарадагской разбивке), детализировано строение также Чувалдагской мульды по поверхности диатома, расположенной в переходной зоне между Юго-Западным Абшероном и Юго-Восточным Гобустаном. Высказано мнение о наличии неструктурных ловушек, связанных с песчано-алевритовыми горизонтами ПТ и миоцена в бортовых частях мульды.

Отмечается наличие в южной прибрежной части Абшеронского полуострова палеоген-миоценового древнего поднятия, выявленного работами МОВ в интервале глубин 4500-5000 м. Это нашло подтверждение на геологических профилях, а также фактом регионального погружения пластов плиоцен-антропогеновых отложений и верхов подстилающих образований миоцена на юг – в сторону моря. В районе исследования вниз по разрезу происходит изменение плана и интенсивности складчатости разновозрастных отложений, зафиксированной в прибрежной полосе, простирающейся от Гарадага до Биби-Эйбата включительно.

Учитывая вышеизложенное, перспективы поисков и разведки нефтегазовых залежей в миоценовых и низах нижнеплиоцено

вых отложений Западного Абшерона связывается с его локальными складками Биби-Эйбат, Локбатан, Гарадаг, Кергез, Шонгар, Сарынча, Гюльбахт, Гараэйбат и Шабандаг, имеющие наклон, в основном, в сторону Гездекской мульды, а также прибрежной полосы моря (Гарадаг-дениз, Локбатан-дениз, Биби-Эйбат-дениз и другие).

Рекомендуется бурение ряда поисковых скважин в присводовых частях указанных структур с глубиной 2500-3000 м, а в южной, прибрежной полосе – 5000-6000 м, которые позволят вскрыть полный разрез отложений нижнего плиоцена и миоцена и изучить их нефтегазоносность.

Some structural-tectonic texture features of the Western Absheron in connection with oil gas content.

Kh.M.Yusifov, A.A.Efendiyev

Summary

Based on seismic prospecting, drilling and well testing works conducted in recent years structural-tectonic features and prospects for oil and gas content in the western Absheron are considered. The top Diatom and base VII horizon structure maps (by Garadag stratigraphic differentiation scheme) created within this study allowed in detail portraying of the the Chuvaldag trough (a geological feature located

in transitional zone between south-western Absheron and south-eastern Gobustan) surface structure on Diatom unit. Occurrence of non-structural traps in the sandstone-aleurolitic horizons of the Diatom and Lower Pliocene age is suggested in the flank areas of Shorbulag, Shongar, Gyzyltepe, Korgez, Garadag and other folds that separate Chuvaldag and Guzdek troughs.

In the southern part of the Absheron Peninsula presence of the South Absheron Paleogene-Miocene high is noted; according to results of the wave reflection survey this element is confined to 4500-5000 m depth range. Confirmation of this fact is seen on the meridional profiles, and that the Pliocene-Anthropogene and subjacent strata of the Absheron Peninsula and adjoining area have regional plunge southerly towards the sea. In the studied area down the section subsurface relief changes and folding intensity increases, being more clearly documented in the onshore area extending from Garadag to Bibi-heybat inclusively.

Taking into account the foregoing, hydrocarbon prospectivity of the Miocene and Lower Pliocene strata in the South-Western Absheron appears to be associated with the local folds of Bibi-Heybat, Lokbatan, Garadag, Korgez, Shongar, Saryncha, Gulbakht, Gara-Heybat and Shabandag having major slant towards the Guzdek trough, as well as towards the adjoining coastal zone (Garadag-denis, Lokbatan-denis, Bibi-heybat-denis and others).

UOT: 550.8.05

SURAXANI YATAĞINDA PLİOSEN REZERVUARLARININ YAYILMA ZONALARI VƏ NEFT-QAZLILIQ XÜSUSİYYƏTLƏRİ

C.Ə.Ələsgərov

(ARDNŞ-nin ETİ)

Suraxanı neft yatağı qədim zamanlardan özünün sehrli odları və müalicəvi nefti ilə məşhur olmuşdur. Bunlar haqqında qədim əfsanələrdə və əsətlərdə yazılmışdır. Eramızdan 2500 il əvvəl Herodotun Suraxanının müqəddəs və daimi odu haqqında qeydləri məlumdur. 2000 il əvvəl isə yunan tarixçisi Kteziny “daimi alov” haqqında qeydləri vardır. Suraxanıda bu günlərdə “Atəşgah” adlanan məbəd qorunub saxlanmışdır. Buraya qədim zamanlardan Hindistandan və ərəb ölkələrindən oda sitayiş etmək üçün karvan-karvan adamlar gəlirmişlər. Ərəb coğrafiyaşünası L.Məsudi X əsrdə yazırdı: “Xəzər dənizinin kənarında Bakı adlanan bir dövləti Şirvan şahlığı idarə edir. Burada yer səthinə vulkanlar püskürür, təbii odlar işıq saçır, yaxınlıqdakı adalarda neft fontan vurur”. L.Məsudi öz yazılarında Suraxanı ağ nefti haqqında da məlumat verir. İsveç səfirliyinin üzvü həkim Kempfer 1684-cü ildə Bakıda olarkən belə bir mənzərəni təsvir etmişdir: “Yerin təkindən çıxan alov ətrafı bürüyür və işıqlandırır. Adamlar gildən düzəldikləri müxtəlif ev əşyalarını həmin oda yaxın qoyub qurudurlar, bəziləri isə fəhlələr üçün həmin odun üstündə xörək hazırlayırlar. Bir qədər aralıda isə əhəng daşlarını yandırır və qayıqlara yükləyib satmağa aparırlar”. Daha sonralar 1770-ci ildə akademik Qmelin, 1860-cı ildə akademik Dorn, 1842-ci ildə Kazan universitetinin professoru Berezin və başqa alimlər Suraxanıda olmuşlar və buranın ecazkar təbiəti, zəngin neft və qaz mənbələri və burada yaşayan insanlar haqqında müşahidələr aparmış və qeydlər etmişlər. Yalnız XX əsrin əvvəllərində burada sənaye əhəmiyyətli neft və qaz yataqları aşkar edilmiş və onların istismarına başlanmışdır. Suraxanı yatağının işlənməsi Abşeron yarım-

adasının başqa yataqlarına nisbətən gec başlanmışdır. Bunun da əsas səbəbi qazıma işlərinin neft yatağı xaricində aparılması və lazımı dərinliyə çatmamağının nəticəsi idi. İşlənmənin ilk vaxtına qədər olan dövrdə Suraxanı yatağının qaz yatağı olması güman edilirdi. Lakin bu yatağın neftliliyi də ilk dəfə 73204/445 №-li quyuyu vasitəsilə 211 m dərinlikdə Ağcağıl mərtəbəsi çöküntülərindən neft alınması ilə 24 avqust 1904-cü ildə aşkar edilmişdir.

Lakin yatağın çoxlu sayda neft və qaz təzahürlərinə baxmayaraq onun işlənməsi Abşeron yarımadasının başqa yataqlarına nisbətən gec başlanmışdır. Bunun da əsas səbəbi yatağın sahəsində qazılmış quyuların məhsuldar olmadığıdır, çünki quyular ya dərin qazılmırdı, ya da neftli sahənin kənarında qazılırdı. Qazılmış quyular da qaz hasil etdikləri üçün yatağın qazlı yataq olması güman edilirdi. Lakin D.V. Qolubyatnikov bu yatağın həm qazlı, həm də neftli olmasını müdafiə edirdi.

Ən çox neft Məhsuldar qatın üst şöbəsinin horizont və təbəqələrindən hasil edilmişdir. Üst şöbənin də neftlilik cəhətdən ən məhsuldar çöküntüləri Sabunçu lay dəstəsidir. Məhsuldar qatın üst şöbəsinin Suraxanı lay dəstəsində “S” təbəqəsi, Sabunçu lay dəstəsində III, III-IV təbəqələri birlikdə, Balaxanı lay dəstəsində isə V horizont daha məhsuldar obyektlərdirlər.

Məhsuldar qatın alt şöbəsinin ən məhsuldar obyektləri isə Qırmakualtı lay dəstəsinin 2-ci və 1-ci horizontlarıdır.

Suraxanı neft yatağının köhnə yataq olmasına baxmayaraq hazırda da böyük perspektivlərə malikdir və belə yataqlarda aparılacaq elmi-tədqiqat işlərinin nəticəsindən asılı olaraq gələcək kəşfiyyat işləri neft hasıla-

tını artırmaq üçün respublika neftçiləri qarşısında duran vəzifəni yerinə yetirməyə böyük köməklik göstərir [1-4].

Ümumiyyətlə, belə nəticəyə gəlmək olar ki, Suraxanı neft yatağı hazırda da respublikada neft hasilatını artırmaq cəhətdən məhsuldar yataqlardan sayılmalıdır. Bu yatağa aid mümkün olan həm tarixi, həm də geoloji-geofiziki məlumatların təhlili, məhsuldar qat çöküntülərinin bazis lay dəstələrinin yayılma vəziyyəti və onların kəşfiyyata cəlb olunması, neftli-qazlı obyektlərin fiziki-litoloji səciyyəsi, süxurların kollektorluq xüsusiyyəti və yatağın sahəsi üzrə dəyişmə qanunauyğunluğu, məhsuldar qatın həm üst, həm də alt şöbəsinin istismar obyektlərinə bölünməsinin təhlili, neftli obyektlərin ölçülərinin hesablanması və yatağın sahəsi üzrə yayılma xüsusiyyətləri, Suraxanı sahəsində məhsuldar qatın üst və alt şöbələri üzrə yatağın geoloji quruluşunun araşdırılması, məhsuldar qat çöküntülərinin neft-qazlılığı, neft tələləri hüdudlarının müəyyənləşdirilməsi, yeni neft tələlərinin mövcudluğu məsələlərinə baxılmış, bunların çoxu daha da dəqiqləşdirilmiş və bütün bu məsələlərin kompleks həlli nəticəsində Suraxanı neft yatağı sahəsində neft hasilatının artırılması üçün aparılacaq geoloji kəşfiyyat işləri üzrə tövsiyə və təkliflər verilmişdir.

Suraxanı braxiantiklinal qırışığının sahəsində Abşeron mərtəbəsindən başlayaraq Məhsuldar qatın alt şöbəsinin bütün təbəqələri (QaLD₃ təbəqəsini çıxmaq şərti ilə) neftliyə malikdirlər. Abşeron mərtəbəsinin qumlarında neftlilik, Ağcagil mərtəbəsinin vulkan külündə, qumlu təbəqələrində neftlilik və qazlılıq əlamətləri vardır. Abşeron və Ağcagil mərtəbələri çöküntülərinin neftliliyi və qazlılığı qırışığın tağ hissəsinin qərb, nisbətən də cənub tərəfi ilə əlaqədardır. Qırışığın şimal hissəsində Abşeron və Ağcagil çöküntülərində neftlilik və qazlılıq müşahidə olunur. Abşeron çöküntülərinin neftliliyi qırışığın tağ hissəsinin qərb tərəfi və nisbətən də onun cənub hissəsi ilə əlaqədardır. Abşeron çöküntülərinin neftliliyi Suraxanı qırışıqlığı sahəsində 1905-ci ilin sentyabr ayında onun qərb qanadında 7735 №-li quyunun neft verməsi ilə müəyyən-

ləşdirilmişdir. Quyu cəmi 8 gün işləmişdir. Daha sonralar həmin quyu "B" təbəqəsinə qədər dərinləşdirilmişdir. İlk dəfə olaraq Abşeron çöküntülərindən 7690 №-li quyu sənaye əhəmiyyətli neft vermişdir və bu quyu 1929-cu ilin sentyabrında 190-207 m dərinlikdən gündəlik neft hasilatı 2 ton və 9 m³ su olmaqla işlənməyə daxil edilmişdir. Bu quyu bütün işlənmə dövründə 6000 ton neft və 7859 m³ su hasil etmişdir və 24 aprel 1951-ci ildə gündəlik hasilatı 0,1 ton neft, 59 m³ su olmaqla dayandırılmışdır. Suraxanı yatağının bütün işlənmə dövründə Abşeron çöküntülərinin neftliliyi 5 quyu vasitəsi ilə yoxlanılmışdır, onlardan yalnız 1690 №-li quyu neft hasil etmişdir.

Ağcagil çöküntülərinin neftlilik sahəsi Abşeron çöküntülərinin sahəsi qədərdir və bu sahə qırışığın qərb qanadını, tağ və nisbətən də cənub hissəsini əhatə edir. 1904-cü ilin iyul ayında qırışığın qərb qanadında yerləşən 73204 №-li quyudan Ağcagil çöküntülərindən neft hasil edilmişdir. Quyu 211 m-dən 35 ton gündəlik hasilatla ağ neft fontanına malik olmuşdur. 1905-ci ilin yanvar ayının ortalarına kimi quyudan 1520 ton neft alınmışdır, bundan sonra quyu dayandırılmış və ləğv edilmişdir. 1907-ci ildə isə 7532 №-li quyu 197,8-201,3 m dərinlikdən Ağcagil çöküntülərindən 15 ton gündəlik hasilat ilə fontan vurmuşdur. 1921-ci ilə qədər həmin quyudan 4319 ton neft alınmışdır və sonralar ləğv olunmuşdur. 1907-ci ildə başqa bir quyu (quyu № 6140) Ağcagil çöküntülərindən neft hasil etməyə başlamışdır. 1905-ci ildə 7602 və 7735 №-li quyular Ağcagil çöküntülərinə qazılmışdır, birinci quyu sınaq vaxtı qaz hasil etmişdir, sonralar aşağı təbəqələrə dərinləşdirilmişdir, ikinci quyu isə 8 gün işləmişdir. Suraxanı yatağının bütün işləmə dövründə Ağcagil çöküntülərində 5 quyu istismarda olmuşdur və istismar dövründə Ağcagil çöküntülərindən 17 min ton neft alınmışdır. 1921-ci ildən hazırkı vaxta qədər Ağcagil çöküntülərində sınaq işləri aparılmamışdır.

Məhsuldar qatın qumlu kollektorları neftliliyi ilə səciyyəlidir. Suraxanı yatağı sahəsində 100-ə yaxın təbəqə və laylarda neftlilik və qazlılıq əlamətləri qeydə alınmış-

dır, lakin onların hamısı 47 həcmə böyük və kiçik ölçülü sənaye əhəmiyyətli neftli obyektə birləşdirilmişdir, sonralar 29 obyekt edilmişdir.

Hazırkı vaxta qədər əldə olan məlumatlara əsasən Məhsuldar qatın IV horizontun obyektləri sayılan IV, IVd, IVe və V horizonta tərəf neftlilik sahəsinin tədricən genişlənməsi müşahidə olunur. V horizontdan başlayaraq stratigrafiik bölgü üzrə aşağı istiqamətlərdə Məhsuldar qatın üst şöbə horizontlarında neftlilik sahəsi azalır. Ən kiçik neftlilik sahəsi VIIIa təbəqəsində və IX horizontda qeydə alınmışdır.

Məhsuldar qatın alt şöbəsinin QÜGLD və QÜQLD-nin neftlilik sahələri yenidən genişlənir, lakin bu sahələr də IVs, IVd, IVe və V horizontun neftli sahələrindən kiçikdirlər.

Məhsuldar qatın yuxarı şöbəsinin neftli yataqları qırışıqın tağ və tağətrafi sahələrini əhatə edir. Suraxanı geoloji quruluşunu və tektonikasını araşdırdıqda qeyd olunmuşdur ki, qırışıqın tağ və tağətrafi hissələri Məhsuldar qatın üst şöbə çöküntüləri üzrə layların həm uzanma, həm də onun eni istiqamətlərində faylarla tektonik bloklara bölünmüşdür. Bu bloklar da Suraxanı qırışığının Məhsuldar qatın üst şöbə çöküntülərində unikal neft yataqlarının yaranmasında və saxlanılmasında tənzimləyici rolunu oynamışlar (şəkil 1-2).

Məhsuldar qatın alt şöbəsi çöküntülərinin neft yataqları üst şöbə horizont və təbəqələrinin neft yataqlarından fərqlidirlər. Belə ki, braxiantiklinalın Məhsuldar qatın alt şöbə çöküntülərinin neftliliyi onun əsas şərq, cənub və cənub-şərq qanadları ilə əlaqədardır. Strukturun qərb qanadı və tağ hissəsi neftli deyillər. Qala lay dəstəsinin neftliliyi qırışıqın tam şərq qanadı ilə əlaqədardır. Bütün bunlar Məhsuldar qatın alt şöbəsinin qırışıqın şərq qanadının pozğunluqlara məruz qalması ilə izah olunur və çöküntülərin neftliliyi də ayrı-ayrı bloklardan asılı olması və bəzən də ekranlaşmış neft yataqlarının əmələ gəlməsi ilə əlaqələndirilir.

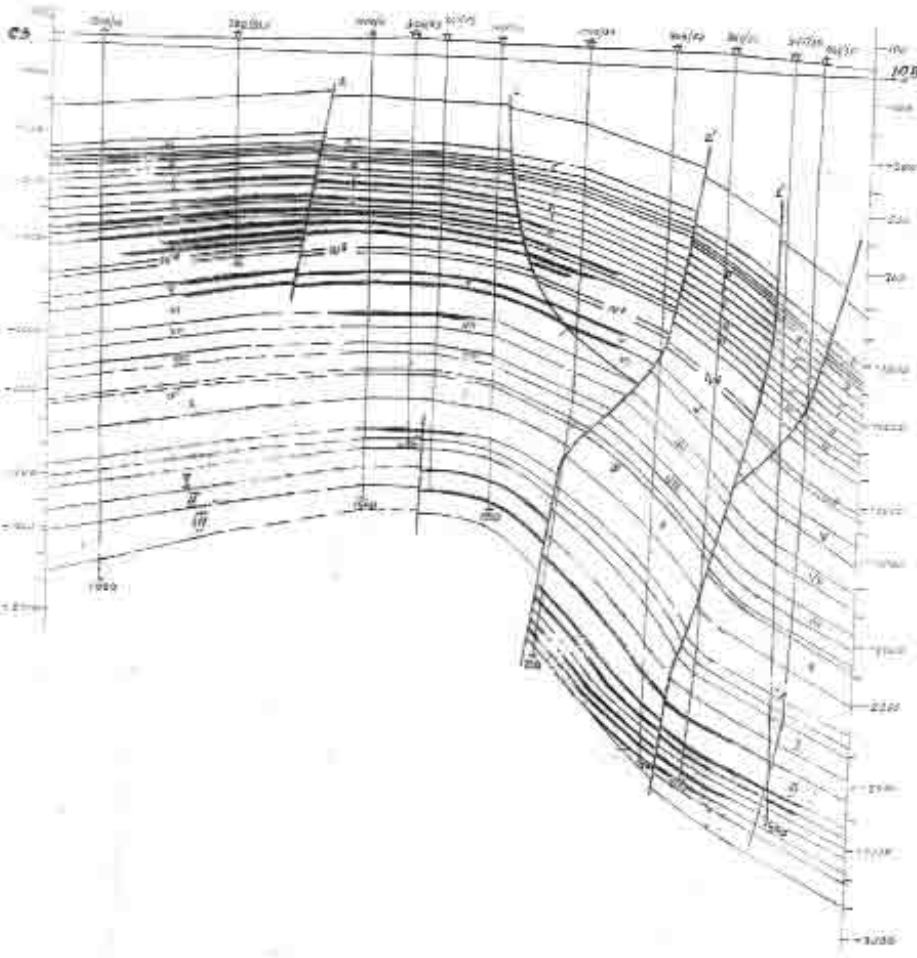
Suraxanı qırışıqının Məhsuldar qatın üst şöbəsinin neftliliyi onun lap tavan hissə-

sindən başlanır. Stratigrafiik bölgü üzrə Məhsuldar qatın üst şöbəsinə təşkil edən Suraxanı lay dəstəsinin A, A-B, B, C, C-D, D,1 və 1' təbəqə və horizontları neftli sayılırlar. Üst təbəqələrə aid bəzi məlumatları qeyd etməyi lazım sayırıq. Belə ki, 1905-ci ildə 7602 №-li quyuda Məhsuldar qatın tavanından qaz alınmışdır və bununla da Suraxanı lay dəstəsinin neft-qazlılığının başlanğıcı qoyulmuşdur. 1906-cı ildə 73200 №-li quyuy "B" təbəqəsindən neft hasil etmişdir. 1907-ci ildə Suraxanı qırışıqlığı sahəsində "S" təbəqəsindən "qırmızı" rəngli neft alınmışdır.

Suraxanı lay dəstəsinin neftli təbəqələrinin işlənmə dövrü 1905-1912-ci illəri əhatə edir. Bu lay dəstəsinin I və II horizontları 1940-cı ildə işlənməyə daxil edilmişdir. Suraxanı lay dəstəsində neftin tükəndiyi güman edildiyi üçün 1921-ci ildən 1939-cu ilə kimi bu lay dəstəsinin neftli təbəqələrinin istismarı dayandırılmışdır. 1939-cu ildə yenidən qazıma işlərinə başlanmış və A-B, B, S-D və D təbəqələrində qalıq neft dəqiqləşdirilmişdir. 1956-cı ildən Suraxanı lay dəstəsi neftli obyektlərinin yenidən işlənməsi başlanmışdır. Bu dövrdə də həmin neftli obyektlərdə neftin azalması və onların sulaşması müşahidə olunmuşdur. Suraxanı lay dəstəsinin neftli obyektlərindən ən məhsuldarı "S", ən az məhsuldar "A" təbəqələri olmuşlar. Ümumiyyətlə, Suraxanı lay dəstəsinin neftli təbəqələri qırışıqın ayrı-ayrı bloklarını əhatə edir və kiçik sahələrə malikdirlər və onların istismarı da fasilələrlə baş vermişdir. Nəticədə bu təbəqələrin məhsuldarlığı azalmaqla onların sulaşması baş vermişdir.

Suraxanı qırışıqının II horizontunun neftlilik sahəsinin I horizonta nisbətən böyük olması II horizontun tavanına görə tərtib etdiyimiz struktur xəritədə də aydın müşahidə olunur. Bu horizontun neftlilik sahəsi qırışıqın şimal-qərb, onun Balaxanı-Sabuncu-Ramana strukturundan ayrılan hissəsindən başlayaraq tağ hissəsini əhatə etməklə cənub tərəfə uzanır. Qırışıqın tağ hissəsində yerləşən blok daxilində olan bəzi quyular (754, 723) qaz hasil etmişlər ki, bu da qırışıqın geoloji quruluşuna və tektonikasına uyğun gəlir.

IV horizont neftlilik xüsusiyyətlərinə



Şəkil 2. Suraxam yatağı. Geoloji profil

obyektə qazıma işləri artırılır və onun neftlilik konturu genişləndirilir. V və II horizontların neftlilik sahələrinin müqayisəsi göstərir ki, bu sahələr təxminən eynidirlər, eyni bloklarda yerləşirlər və V horizontun neftliliyi II horizontda olduğu kimi pozğunluqlarla hüdudlanır və tənzimlənir.

1929-cu ildə 75195 və 7292 №-li kəşfiyyat quyuları vasitəsilə VI horizontun neftliliyi aşkar edilmişdir. Hər iki quyu 100 ton gündəlik hasilatla fontan vurmuşdur. 1930-1931-ci illərdə VI və V horizontların neft hasilatları demək olar ki, eyniləşir. İşlənmə dövründə hər iki horizontdan birlikdə 20 milyon ton neft alınmışdır. VI horizontun neftlilik rezervuarı qırışığın əsas tağ hissəsi ilə əlaqədar olub tağ hissənin şimalında 1672 №-li quyu sahəsindən başlayaraq zolaq şəklində cənub tərəfə uzanır və 1024 №-li quyu sahəsində qapanır.

VII horizontun neftliliyinin müəyyənəşdirilməsi, əsasən aşağı horizontlardan qaldırılmış quyular vasitəsilə olmuşdur. Əldə olmuş məlumatlara əsasən VII horizontun neftlilik sahəsi qırışığın tağ hissəsini əhatə etməklə kiçik zolaq şəklində cənuba uzanır.

Neftlilik sahələrinin müqayisəsi göstərir ki, VII horizontun neftlilik sahəsi yuxarı horizontun neftlilik sahələrindən kiçikdir.

VIII horizontun neftliliyi də QÜGLD-nə qazılan quyular vasitəsilə 1930-cu ildə aşkar edilmişdir. Bu horizontun neftlilik sahəsi kiçik ölçüyə malikdir və demək olar ki, qırışığın tağ hissəsinin mərkəzi hissəsini əhatə edir.

1930-cu illərdə QÜGLD-nə aparılmış kəşfiyyat işləri müsbət nəticə verdi və 179 və 351-№-li quyuların neft verməsi həmin horizontun istismara daxil edilməsinə imkan yaratdı. Bu horizontda qazıma işləri vaxtı

VII, VIIa, VIIIa və IX horizontların da neftliliyi aydınlaşdırılmışdır. 1933-1934-cü illərdə əsasən qaytarılmış quyular hesabına istismara verilən IX horizont yüksək hasilatla işlənməkdə olmuş və tez də sulaşmağa başlamışdır. Hazırda əldə olan məlumatlara əsasən tərtib olunmuş IX horizontun neftlilik xəritəsindən aydın görünür ki, onun neftlilik sahəsi qırışıqın əsas tağ hissəsini əhatə edir.

Beləliklə, IX horizontun neftlilik sahəsi Məhsuldar qatın üst şöbəsinin o biri horizontlarının neftlilik sahələrindən daha kiçikdir.

Beləliklə, Suraxanı qırışıqının Məhsuldar qatın üst şöbə horizontlarına görə neftlilik sahələrinin müqayisəsi göstərir ki, yuxarıdan aşağı V horizonta kimi bu sahə genişlənir, V horizontdan IX horizonta tərəf isə neftlilik sahəsi azalır. Məhsuldar qatın üst şöbəsinin aşağı horizontlarını təşkil edən X və Fasilə lay dəstələri neftli deyillər. Lakin quyuların karottaj diaqramlarının təhlili zamanı bəzi quyularda Fasilə lay dəstəsinin müsbət xüsusiyyətlərə malik olması hiss olunur. Buna misal olaraq 1760 №-li və başqa quyuları göstərmək olar. Ona görə gələcəkdə bu məsələ mühüm əhəmiyyət kəsb edə bilər.

Qeyd etmək lazımdır ki, V-IX horizontların strukturları Məhsuldar qatın alt şöbəsi QÜGLD-nin strukturuna uyğun gəldiyinə görə bu horizontların neftlilik məsələsi QÜGLD-nin strukturuna əsasən həll edilmişdir.

Qeyd etmək lazımdır ki, Suraxanı yatağının Məhsuldar qatın üst və alt şöbə çöküntülərinə görə geoloji quruluşunda və tektonikasında fərq müşahidə olunur. Bu fərq həmin çöküntülərdə neftin və qazın da yayılmasında və yerləşməsində öz rolunu oynamışdır. Belə ki, Məhsuldar qatın üst şöbə təbəqə və horizontlarının neftliliyi qırışıqın əsas mərkəzi hissəsi ilə əlaqədar olduğu halda alt şöbə horizontlarının neftliliyi qırışıqının əsas şərq və cənub, cənub-şərq qanadlarını əhatə edir. 1933-1935-ci illərdə əsas QÜQLD-nə qazılmış quyular vasitəsilə Qırmakuüstü gilli (QÜGLD) lay dəstəsinin də neftliliyi aşkar edilmişdir. Sonrakı illərdə bu lay dəstəsində 5 neftli təbəqənin olması müəyyənləşdirilmişdir.

QÜGLD-nin neftliliyi QÜGLD-nin tavanına görə tərtib olunmuş struktur xəritəyə uyğun olaraq qırışıqın tağ hissəsini əhatə edir.

1935-1936-cı illərdə qırışıqın tağ ətrafı sahəsində və əsasən onun cənub-şərq tektonik blokunda Qırmaku və Qırmakualtı lay dəstələrinin neftliliyi aşkar edilmişdir.

1951-1975-ci illərdə Suraxanı strukturunda iki kəşfiyyat quyusu qazılmışdır. Bunlardan biri 1615 №-li quyu 1955-ci ildə Qırmaku lay dəstəsinin neftliliyini təyin etmək üçün qazılmış və QLD-nin III horizontunu açmaqla 23,4 ton gündəlik hasilatla istismara verilmişdir. 1448 №-li quyu isə əsasən Qırmakualtı lay dəstəsinin neftliliyini təyin etmək üçün qazılmışdır. Lakin bu çöküntülərin həmin quyu sahəsində neftli olması müəyyənləşdirildikdən sonra quyu III QLD-nə qaytarılmış, əvvəlcə qaz fontanı, sonra isə neft alınmışdır. 1964-cü ildə bu quyu 0,4 ton gündəlik hasilatla texniki səbəbdən istismardan çıxarılmışdır.

I QLD-nin neftli sahəsi qırışıqın nisbətən tağ hissəsini əhatə edir. II QLD-nin neftlilik sahəsinin bu lay dəstəsindən üstdə yatan horizontların neftlilik sahəsinə nisbətən qırışıqın şərq tərəfində yayılması müşahidə olunur.

Qırmakualtı lay dəstəsi (QaLD) çöküntülərinin neftliliyi 1935-1936-cı illərdə Suraxanı qırışıqlığının tağ ətrafı hissəsində və onun əsas cənub-şərq blokunda qazılmış quyular vasitəsilə aşkar edilmişdir. 1951-1975-ci illərdə Suraxanı qırışıqlığı sahəsində kəşfiyyat məqsədilə qazılmış iki quyudan biri (1448 №-li quyu) QaLD-ni bütünlüklə açmışdır və bu quyu sahəsində həmin lay dəstəsi çöküntülərinin neftli olmaması müəyyənləşdirilmişdir. Lakin Suraxanı yatağının işlənmə dövrü ərzində bu lay dəstəsinə qazılmış quyuların müsbət nəticəsi neftli sahənin genişləndirilməsinə səbəb olmuş, 1993-cü ildə qazılmış 5 quyudan üçü - 1853, 1937, 1938 №-li quyular QaLD-nin payına düşmüşdür ki, bunlar da QaLD₁, QaLD₂, QaLD₄₋₅ horizontlarından neft verməklə istismara daxil edilmişlər.

QaLD₁ və QaLD₂ -nin neftlilik sahələri qırışıqın şərq qanadını əhatə edir.

QaLD₃ sulu horizont sayılır, çünki sınaq vaxtlarında bütün quyular həmin çöküntülərdən su vermişdir, ona görə də onun haqqında fikir söyləməyə ehtiyac yoxdur.

QaLD₄-ün neftliliyi də əsasən qırışıqın şərqi qanadı ilə əlaqədardır.

QaLD₅-in neftlilik sahəsi digər horizontlara nisbətən kiçikdir.

Beləliklə, QaLD –nin neftlilik məsələsinə yekun vuraraq qeyd etmək lazımdır ki, onun neftliliyi Suraxanı qırışıqının əsas şərqi qanadı ilə əlaqədardır və neftlilik cəhətdən QaLD₁ və QaLD₂ daha böyük sahəyə malikdirlər.

Qala lay dəstəsi çöküntülərinin neftliliyi bu çöküntülərin yayılma xüsusiyyətinə uyğun olaraq qırışıqın cənub-şərqi qanadı ilə əlaqədardır. Qeyd etmək lazımdır ki, Qala lay dəstəsinin tavanına görə qurulmuş struktur xəritədə pozğunluqlara əsasən müəyyən bloklar ayrılır. Qala lay dəstəsi çöküntülərinin neftliliyi əsasən qırışıqın şərqi qanadının cənub hissəsində yerləşən bloklarla əlaqədardır. Bu faktın özü pozğunluğun varlığını bir daha təsdiq edir və neftin yayılmasını tənzimləyir.

Suraxanı yatağının geoloji quruluşuna, tektonikasına, neftlilik-qazlılıq-sululuq xüsusiyyətlərinə, geofiziki-mədən və s. aid məlumatların təhlilini nəzərə alaraq aşağıdakı nəticələrə gəlmək olar.

1. Suraxanı yatağına aid geoloji, geofiziki-mədən məlumatlarının təhlili göstərir ki, Suraxanı yatağında hələ toxunulmamış neftli sahələr vardır və bu sahələr əsasən bazis lay dəstələri sayılan Qırmaku, Qırmakualtı və Qala lay dəstələridirlər. Məhsuldar qatın üst şöbələrində də yeni neftlilik sahələri təyin etmək mümkündür.

2. Suraxanı yatağı sahəsində onun neftli hissəsini təşkil edən Məhsuldar qat kəsiləsi süxurlarının sahə üzrə litoloji xüsusiyyətlərinin dəyişməsi göstərir ki, qırışıqın tağından şərqi, cənuba, cənub-şərqi və nisbətən də şimala tərəf bu göstəricilər kəsiləsi üzrə yuxarıdan aşağı istiqamətində nisbətən yaxşılaşırlar.

3. Bütün istismar obyektlərini, ümumiyyətlə, məlum olan bütün neftli obyektləri təşkil edən lay dəstələrinin qalınlıqları yata-

ğın sahəsi üzrə onun mərkəzindən şərqi və cənub tərəflərə çoxalır. Bu halda da kəsiləsi üzrə yuxarıdan aşağı istiqamətdə alt horizontlarda bu çoxalma nisbətən artır.

4. Məhsuldar qatın üst şöbəsi horizont yataqlarının neftlilik xüsusiyyətlərini təhlil edərək müəyyənləşdirilir ki, Məhsuldar qatın üst şöbəsi horizontlarının neftlilik hüdudları qırışıq sahəsində yayılmış pozğunluqlarla tənzimlənirlər. Bunun da nəticəsində Suraxanı yatağının sahəsində neftli sahənin paylanmasına yeni nöqtəyi-nəzərdən baxılmalıdır.

5. Suraxanı qırışıqının Məhsuldar qatın üst şöbə horizontlarına görə neftlilik sahələrinin müqayisəsi göstərir ki, yuxarıdan aşağı V horizonta kimi bu sahə genişlənir, V horizontdan IX horizonta tərəf isə neftlilik sahəsi azalır. Məhsuldar qatın üst şöbəsinin aşağı horizontlarını təşkil edən X və Fasilə lay dəstələri neftli deyillər. Lakin quyuların karotaj diaqramlarının təhlili zamanı bəzi quyularda fasilə lay dəstəsinin müsbət xüsusiyyətlərə malik olması hiss olunur. Buna misal olaraq 1760 №-li və başqa quyuları göstərmək olar. Ona görə də gələcəkdə bu məsələ mühüm əhəmiyyət kəsb edə bilər.

6. Məhsuldar qatın alt şöbə yataqlarının müqayisəsi göstərir ki, Qırmaku lay dəstəsinin 3-cü (III QLD), Qırmakualtı lay dəstəsinin I horizontu (QaLD) ən böyük neftlilik sahəsinə malikdirlər.

7. Qala lay dəstəsinin neftlilik xüsusiyyətlərindən aydın olur ki, qırışıqın cənub hissəsi diqqəti daha çox cəlb etməlidir.

Ədəbiyyat

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Изд. «Недра», М., 1967, с.120-127

2. Мехтиеv Ш.Ф. Проблемы генезиса нефти формирования нефтегазовых залежей. Изд. АН. Азерб. ССР., Баку 1969, 325 с.

3. Потапов И.И. « Апшеронская нефтеносная область.» Баку, изд. АН Азерб.ССР, 1954, 539 с.

4. Ушаков А.П. Сураханское нефтяное месторождение Баку, АзГИННТЛ, 1955, 178с.

Зона распространения и характер нефтегазоносности плиоценовых резервуаров по Сураханскому месторождению

Дж. А. Алескеров

Резюме

Сураханское месторождение относится к типу многопластовых, в разрезе которого выделяется до 100 нефтегазонасыщенных пластов, объединенных в 29 эксплуатационных объектов. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями Абшеронского, Акчагыльского ярусов и продуктивной толщи, при этом основным эксплуатационным объектом является продуктивная толща. В отложениях продуктивной толщи зона распространения нефтегазоносности горизонтов занимает определенную площадь. Анализ имеющихся геологических материалов позволил сделать вывод о том, что площадь распространения нефтяных резервуаров в верхнем отделе продуктивной толщи сверху вниз по разрезу до V горизонта расширяется, от V до IX горизонта она уменьшается. X горизонт и свита перерыва являются не нефтегазонасыщенными. Нефтегазонасыщенность отложений нижнего отдела продуктивной толщи связана, в основном, с южной, юго-восточной и восточной частями Сураханской брахиантиклинали. Статья посвящена этому вопросу в свете данных последних лет.

Surakhany field Pliocene reservoirs spreading zone and oil and gas presence character

J.A.Aleskerov

Summary

Surakhany field referred to multilayer type, in the section of which up to 100 oil and gas saturated strata are separated united into 29 production facilities. Field oil and gas presence is connected with Absheron, Akchagyl deposits stages and productive series, and the main production facility is productive series. In productive series deposits oil and gas presence horizons distribution zone occupies definite area. Available geological materials analysis allowed to conclude that area of oil reservoirs expansion in top division of productive series from top to bottom by section up to horizon V is widening, from horizon V to horizon X is decreased. Horizon X and break suite is not saturated by oil and gas.

Oil and gas saturation of productive series lower division is mainly connected with south, south-eastern and eastern part of Surakhany brachyanticline. The article is dedicated to this question in the light of last years data.

UOT-553.98(479.24)

**KÜR VƏ QABIRRI ÇAYLARARASI RAYONU KAYNOZOY
KOMPLEKSİ ÇÖKÜNTÜLƏRİNİN PALEOSTRUKTUR
ANALİZİ VƏ NEFT-QAZLILIĞI**

B.İ.Məhərrəmov, B.Q.Ağazadə

(ARDNŞ-nin ETİ)

Məlum olduğu kimi, dağlararası Kür çökəkliyinin çöküntütoplanma hövzələri karbohidrogenlərin generasiyası hövzələri olmuş və burada əmələ gələn neft və qaz miqrasiya edərək, miqrasiyadan əvvəl mövcud olan antiklinal strukturlarda və neftli-qazlı kollektorların pazlaşma zonalarda litoloji-stratigrafik yataqlar əmələ gətirmişlər [1].

Bu çöküntütoplanma hövzələrindən biri olan Kür və Qabırri çaylararası rayonunda əsas neftli-qazlı komplekslər Mezozoy və Paleogen-Miosen çöküntüləridir. Bu komplekslərin neft-qazlılığının qiymətləndirilməsi və gələcəkdə aparılacaq axtarış-kəşfiyyat işlərinin düzgün istiqamətləndirilməsi üçün çöküntülərin toplandıqları hövzələrin paleostruktur inkişaf tarixini izləmək, neft-qazın kütləvi generasiyasının başlanması, onların miqrasiya istiqamətlərinin araşdırılması, neft-qaz yataqlarının formalaşması və qorunub saxlanması baxımından böyük əhəmiyyət kəsb edir.

Kür və Qabırri çaylararası rayonunda Tərsdöllər sahəsində Orta Eosen çöküntülərindən sənaye əhəmiyyətli neft alınmasına baxmayaraq rayonun başqa sahələrində axtarış-kəşfiyyat işləri qənaətbəxş deyildir. Axtarış-kəşfiyyat işlərinin səmərəli istiqamətlərinin seçilməsi üçün birinci növbədə indiyə kimi aparılmış geoloji-geofiziki tədqiqat işlərinin geniş təhlili əsasında hövzənin geoloji inkişaf modelinin hazırlanması lazımdır.

Məqalədə tədqiqat rayonunun əsas neftli-qazlı kompleksi olan Kaynozoy çöküntülərinin paleocoğrafi və paleostruktur inkişaf şəraitləri son illərdə aparılmış geofiziki tədqiqatın və geoloji-kəşfiyyat işlərinin nəticələrinə əsasən, çöküntülərin neft-qaz

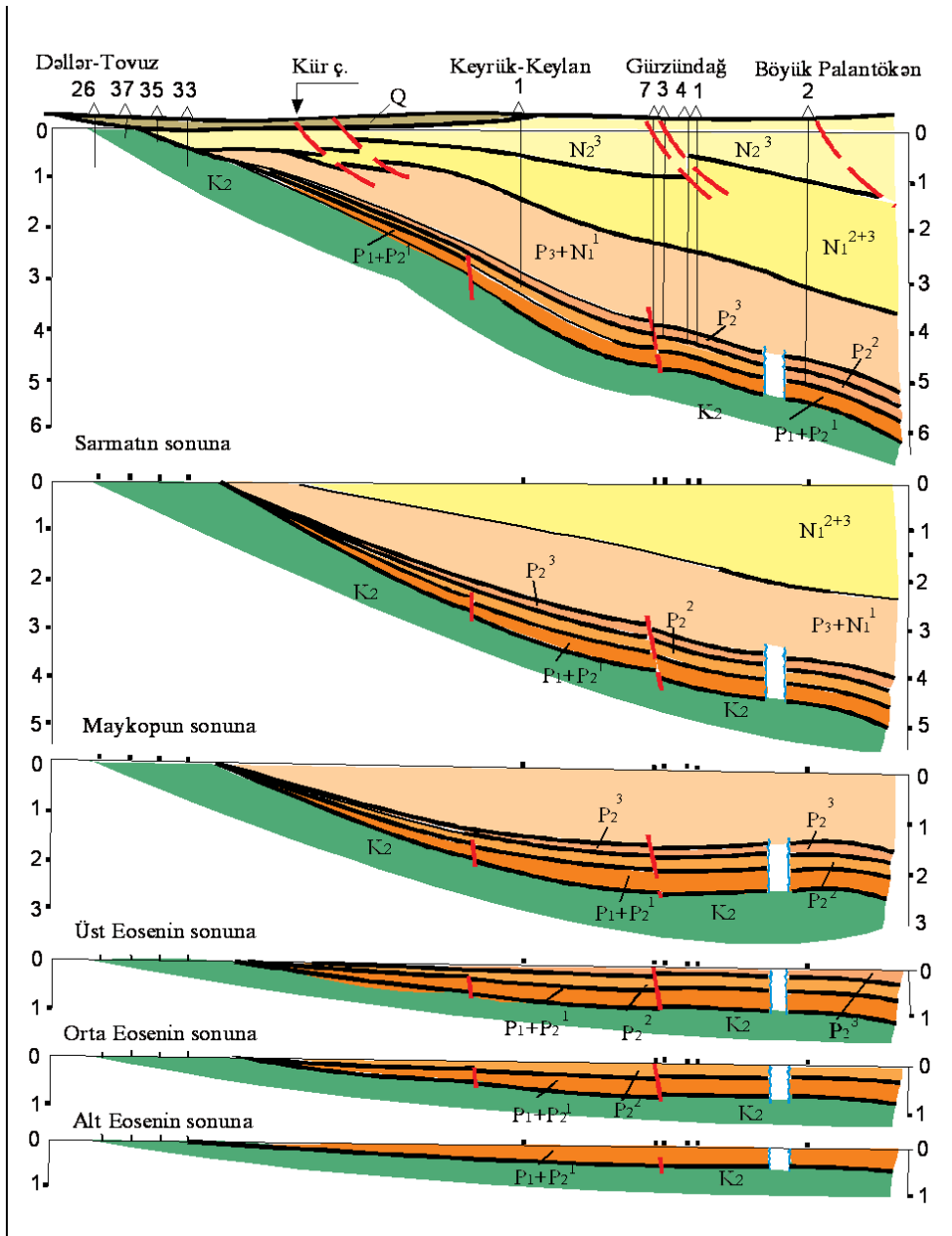
əmələgətirmə qabiliyyəti ilə geokimyəvi tədqiqatlar əsasında araşdırılmış və axtarış-kəşfiyyat işlərinin səmərəli istiqamətləri müəyyən edilmişdir.

Kür və Qabırri çaylararası rayonunda müxtəlif litoloji tərkibli və hər üç şöbə ilə təmsil olunmuş böyük qalınlıqlı (1200-1400m) Eosen çöküntüləri toplanmışdır. Bu çöküntülərin tərkibi və qalınlıqları göstərir ki, İlk Eosen vaxtı hövzənin dərinliyi çox olmayıb və çöküntülərin qalınlıqları 0-600 m arasında dəyişir (şəkil 1).

Eosen çöküntü kompleksində əsas neftli-qazlı obyekt olan Orta Eosen çöküntülərinin qalınlıqları 0-dan 400 m-ə qədər dəyişir. Rayonun cənub-şərqində Tərsdöllər, şimal-qərbində isə Qıraqkəsəmən-Sacdağ qalxım zonalarda qalınlıqlar azalır. Bu qalxım zonaları Orta Eosen vaxtı konsedimentasion inkişafda olduqları üçün, onların tağ hissələrində toplanan çöküntülərin qalınlıqları 50 m-ə qədər azalmış, qanad hissələrində isə 100-300 m-ə qədər artmışdır. Tərsdöllər qalxımından bir qədər şimal-qərbdə yerləşən Gürzundağ sahəsində Orta Eosen çöküntülərinin açılmış qalınlıqlarının 254 m-dən artıq olması, göstərilən rayonda çökmə prosesinin intensiv olduğunu göstərir. Tərsdöllər qalxımı ilə Qıraqkəsəmən-Sacdağ qalxımları arasında yerləşən geniş bir ərazidə çöküntülərin qalınlıqlarının 400 m-ə çatması, bu sahədə çöküntütoplanma prosesinin daha intensiv olduğunu göstərir [2, 3].

Son Eosen vaxtı Orta Eosenə nisbətən qalxma prosesi sürətlənmişdir. Bunun nəticəsi olaraq çöküntülərin qalınlıqları azalır və 0-300 m arasında dəyişir.

Eosen dövründə geniş yayılmış transgressiyanın təsiri nəticəsində, çökmə ampli-



Şəkil 1. Dəllər-Tovuz-Böyük Palantökən istiqamətində müasir və paleotektonik profil

tudları artmış və sahə əlavə qalxım və çökəklərə parçalanmışdır.

Kür-Qabırri çaylararası rayonunun şimal-qərb hissəsində daha çox gilliliyi ilə fərqlənən Alt Eosen çöküntüləri karbohidrogenlərin əmələ gəlməsi üçün daha əlverişli sayılır. Orta Eosen çöküntülərinin rayonda vulkanogen-çökmə və tufogen fasiyada olması, onların nefttərədici olmalarından daha çox karbohidrogenlərin toplanması üçün kollek-

torlar olduğunu göstərir. Üst Eosen çöküntüləri də əsasən gilli fasiyada olduqları üçün, onlar Orta Eosenin məsələli, çatlı kollektorları üçün izləyici örtük rolunu oynayrlar. Qazax körfəzində Üst Eosen kəsilişinin alt hissəsində qumluluğun 30%-ə çatması, bu çöküntülərin də neftli-qazlı obyektlər kimi müəyyən perspektivliliyə malik olduğunu göstərir [4].

Maykop əsərində Kür və Qabırri çayla-

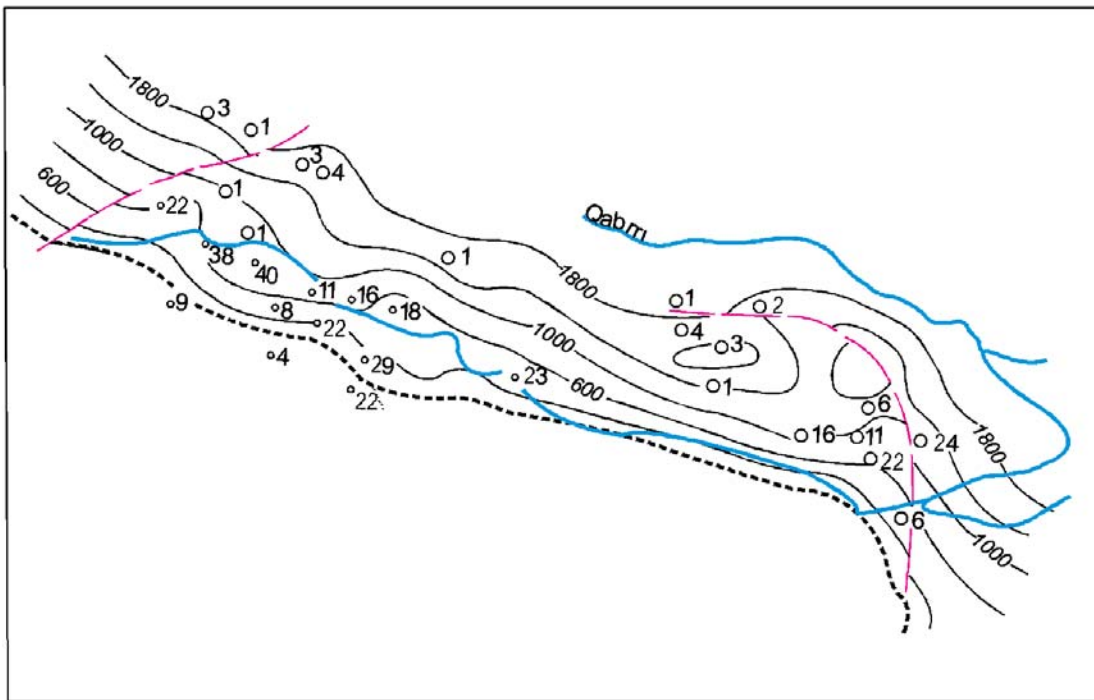
rarası rayonunda çökmə prosesi kəskin şəkildə artır. Bu zaman toplanan çöküntülərin qalınlıqlarının 2000 m-ə çatması, Orta Eosen çöküntülərinin rayonun şimal hissəsində göstərilən rəqəmdən bir qədər də artıq (Üst Eosen çöküntüləri qalınlıqlarını nəzərə almaqla) dərinliyə gömüldüyünü göstərir (şəkil 2). Maykop çöküntülərində külli miqdarda gilli-sideritli konqressiyaların olması isə Maykop dənizinin dərin zonalarında durğun bərpəedici şəraitin olmasına sübutdur. Çökəkliyin Maykop dövründəki inkişafı demək olar ki, bütün ərazini əhatə edən reqressiya ilə nəticələnir (şəkil 1).

Maykop dövründə burada çöküntü-toplanma prosesi Maykop dənizinin başqa sahələrində olduğu kimi, karbohidrogenlərin əmələ gəlməsi üçün əlverişli olan reduksiya-edici geokimyəvi şəraitdə getmişdir. Bunu çöküntülərdə yarızətli gillərin, siderit konqressiyalarının və piritin olması göstərir. Belə bir geokimyəvi şəraitdə əmələ gələn Maykop lay dəstəsi çöküntüləri singenetik neftli-qazlı çöküntülərdir. Bu çöküntülərin neft-qazlıq perspektivlikləri isə onların kollektor xüs-

siyyətlərindən və kollektor layların yerləşdikləri sahələrin paleo və müasir struktur-tektonik xüsusiyyətlərindən asılıdır.

Tarxan-Çokrak dövründə baş verən yeni transqressiya isə çox məhdud sahəni əhatə edə bilmişdir. Çöküntülərin xarakteri onu göstərir ki, hövzə dayaz olmuş (200-300 m) və onu nisbətən alçaq quru sahələri əhatə etmişdir. Bu çöküntülərin paylanma qanunauyğunluqları çökəkliyin qərb hissəsində Maykopla Tarxan-Çokrakın struktur planları arasında kəskin fərqin olduğunu göstərir. Burada iki dar çökəklik və onları ayıran qalxımın yerində iri bir çökəklik müşahidə olunur (Cənubi Kaxetiya) [5, 6].

Karaqan-Konq dövrü Kür hövzəsinin xeyli genişlənməsi ilə xarakterizə olunur. Lakin, paleocoğrafi şərait və struktur quruluş Tarxan-Çokrak vaxtında olduğundan o qədər də fərqlənir. Karaqan-Konq horizontunun qalınlığı 200-250 m-dən artıq deyil. Çöküntülərin xarakteri və fauna qalıqları onların dayaz və duzluluğu az olan dəniz şəraitində çökdüklərini göstərir. Orta Miosen dövründə Qabırçı-Acinohur hövzəsinin



Şək. 2. Kür və Qabırçı çaylararası rayonu.
Maykop çöküntülərinin qalınlıqlar xəritəsi.

cənub-qərb yamacında çökmə prosesinin intensivliyi bir qədər azalır. Çöküntülərin qalınlıqları cənub-qərbdən şimal-şərqə doğru artır. Bu zaman hövzənin əsasən monoklinal quruluşa malik olan cənub-qərb yamacında Tərsdəllər-Gürzundağ, Qıraqkəsəmən və Sacdağ kimi struktur çıxıntılar rayonun monoklinal quruluşunu bir qədər mürəkkəbləşdirirlər. Əvvəllər olduğu kimi, rayonun əsas paleostruktur elementləri Tərsdəllər, Gürzundağ, Qıraqkəsəmən və Sacdağ qalxımları olmaqda qalırlar.

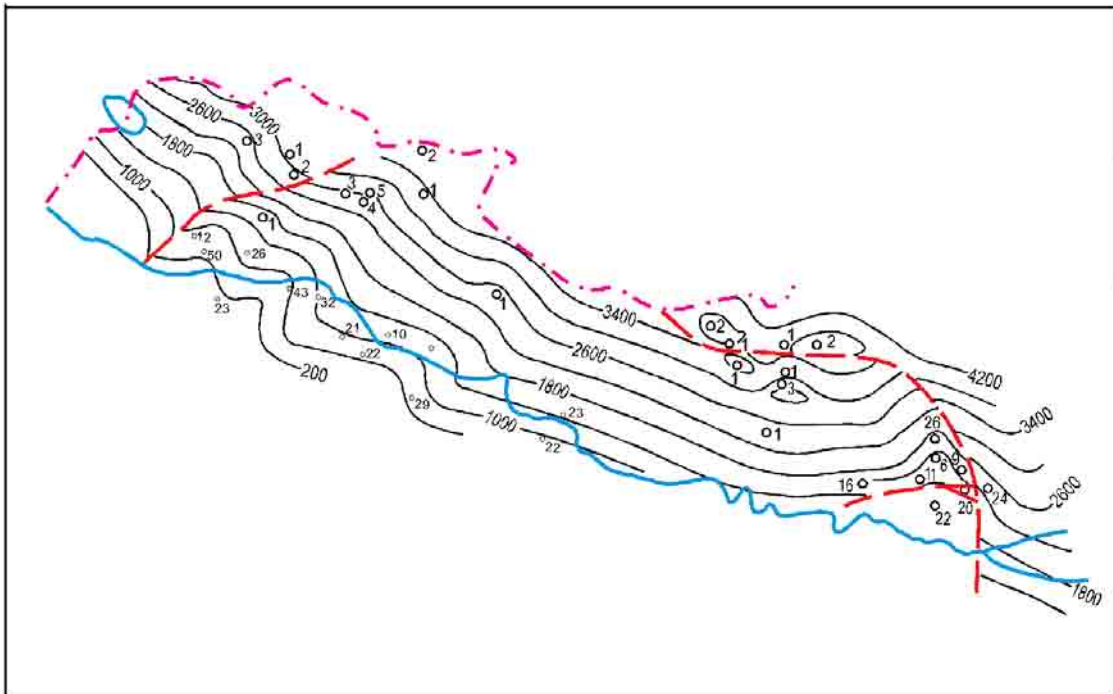
Üst Miosenin Sarmat əsərində çöküntü-toplanma prosesi bir qədər intensivləşir və çöküntülərin qalınlıqları cənub-şərqdə 600-700 m-ə, şimal-qərbdə və şimal-şərqdə isə 1200-1400 m-ə çatır. Bu rəqəmlərdən görüldüyü kimi, Orta Miosendən fərqli olaraq Üst Miosendə çökmə prosesində bir asimmetriklilik müşahidə olunur. Bunun isə əsas səbəbi Sarmat əsərində Gürzundağ-Palantökən sahələrinin daha intensiv çökməsi olmuşdur. Müqayisə üçün demək olar ki, Tərsdəllər sahəsində toplanan Sarmat çöküntülərinin qalınlığı 100-500 m arasında dəyişdiyi halda,

bir qədər şimal-qərbdə yerləşən Gürzundağ-Palantökən sahələrində bu göstərici 800-1200 m-ə çatır.

Üst Miosenin Meotis əsərində tədqiq etdiyimiz hövzənin cənub-qərb yamacı Kiçik Qafqazda intensivləşmiş qalxma prosesinə cəlb olunur. Bu zaman toplanmış çöküntülərin yuyulması və yuyulma səthinin nivelirlənməsi prosesi gedir. Bu səthi isə Şirak lay dəstəsinin kontinental çöküntüləri örtür.

Kür və Qabırri çaylararası rayonunda Kür çayından Qabırri çayı istiqamətində orta və üst Miosen çöküntülərinin qalınlıqları 0-dan 2400 m-ə qədər artır. Maksimum qalınlıqlar zonasının Gürzundağ zonasından şimalda yerləşdiyi axtarış quyuları ilə müəyyən edilmişdir.

Eosen çöküntüləri səthinin Miosenin sonuna olan paleostruktur vəziyyətini əks etdirən xəritədən görünür ki, Eosen çöküntüləri artıq 3000-4000 m-ə qədər dərinliyə gömülmüşlər (şəkil 3). Tərsdəllər qalxımında Eosen çöküntüləri 1000-1800 m dərinlikdə yerləşərək şimal-şimal-qərb istiqamətində batan, yaxşı əks olunmuş struktur burundan



Şəkil 3. Kür və Qabırri çaylararası rayonu. Eosen çöküntüləri səthinin Miosenin sonunda paleostruktur vəziyyəti.

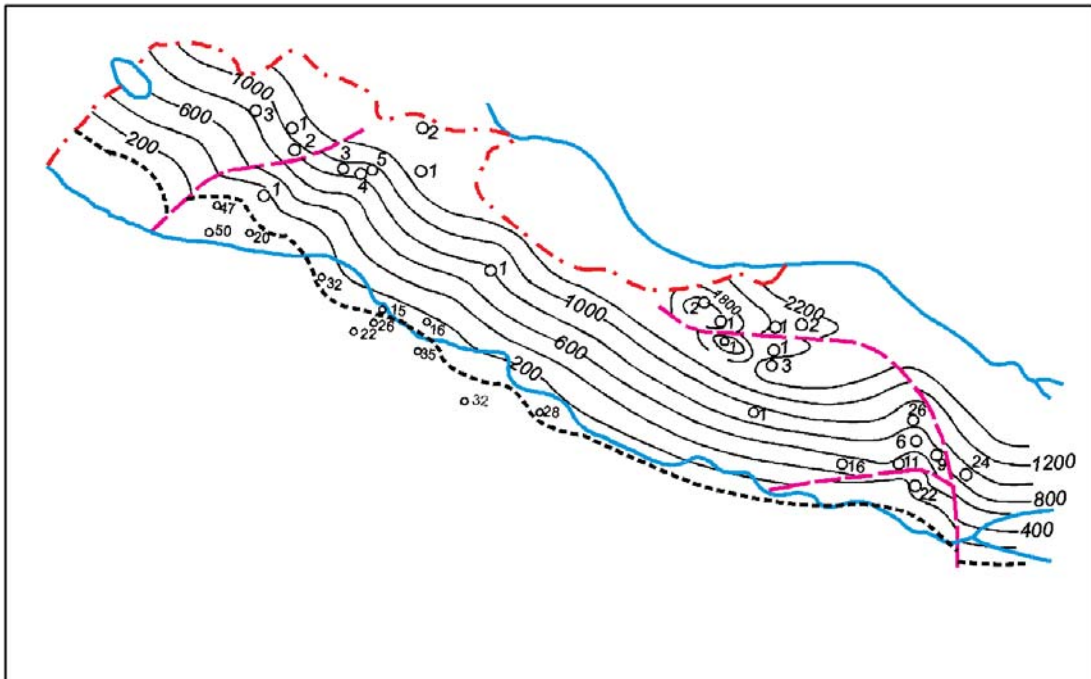
ibarət olub. Bu struktur burundan bir qədər qərbdə yerləşən Gürzundağ-Palantökən sahələrində isə, Eosen çöküntüləri 2800-3800 m dərinliklərdə olmuşlar.

Rayonun Kuxet, Qıraqkəsəmən, Məmmədtəpə və Sacdağ sahələrində Eosen çöküntüləri 200-2800 m dərinliklərdə yerləşməklə, bir-biri ilə əlaqəsi olan struktur çıxıntılardan ibarət olmuşlar. Kür çayı vadisində yerləşən Qıraqkəsəmən çıxıntısı bir qədər ondan şərqdə yerləşən Ağstafa çıxıntısından çox da dərin olmyan körfəzvari Poylu çökəkliyi ilə ayrılır. Belə struktur çıxıntıların Kür çayı vadisindən cənubda mövcudluğu heç şübhə doğurmur. Lakin, əldə olan geoloji məlumatların azlığı, bu çıxıntılarının Miosenin sonunda olan paleostruktur vəziyyətlərini müəyyən etməyə imkan vermir. Kuxet-Qıraqkəsəmən-Məmmədtəpə-Sacdağ çıxıntılar zonası, ondan qərbdə yerləşən Şıxlı-Cahandar-Dəmirtəpə struktur çıxıntılar zonasından amplitudu 200-400 m olan qırılma ilə ayrılır. Şimal-şimal-şərq istiqamətində uzanan bu qırılma üzrə Şıxlı-Cahandar-Dəmirtəpə zonası qırılıb düşməyə məruz qaldığı üçün, Eosen çöküntüləri Miosenin sonun-

da Kuxet-Məmmədtəpə-Sacdağ zonasından daha dərinə, yəni 600-3000 m dərinliklərdə yerləşirlər. Bu zonanın ən böyük və ən kəskin əks olunmuş struktur çıxıntısı olan Şıxlı çıxıntısı başqalarından fərqli olaraq, şimal və ya şimal-şərq istiqamətində uzanır. Geofiziki məlumatlara görə bu çıxıntının hündürlüyünün 500 m-ə çatdığını demək olar.

Asimmetrik quruluşlu olan bu çıxıntının şimal qanadında Eosen çöküntülərinin monoklinal yatımı, tədricən Cahandar-Dəmirtəpə struktur çıxıntısı ilə əvəz olunur. Sonuncu struktur çıxıntısı isə 1800-2600 m paleoizohipslərlə daha yaxşı əks olunur [7]. Sacdağ sahəsinə nisbətən xeyli cənub-şərqdə yerləşən Molladağ sahəsində Eosen çöküntülərinin Miosenin sonunda yatma dərinliyinin 2600-3000 m-ə çatması, Tərsdəllər və Qıraqkəsəmən-Sacdağ qalxım zonaları arasındakı ərazidə paleohipsometrik səviyyənin daha dərinə olduğunu deməyə əsas verir (şəkil 3).

Paleostruktur baxımdan Maykop lay dəstəsi çöküntüləri səthinin Miosenin sonunda olan vəziyyətindən görüldüyü kimi, tədqiq etdiyimiz rayon ümumən şimal-şimal-



Şəkil 4. Kür və Qabırçı çaylararası rayonu. Maykop çöküntüləri səthinin Miosenin sonunda paleostruktur vəziyyəti.

şərq istiqamətində mailliyi olan geniş bir monoklinaldan ibarətdir. Bu monoklinal şimal-qərbdə və cənub-qərbdə struktur çıxıntıları ilə mürəkkəbləşmişdir. Şimal-qərbdə yerləşən Sacdağ və Məmmədtəpə müvafiq olaraq 1200-1600 m və 800-1000 m paleozohipsləri ilə, cənub-şərqdə yerləşən və daha mürəkkəb quruluşa malik olan Tərsdəllər struktur çıxıntısı isə, 200-1000 m paleozohipslərlə xarakterizə olunurlar (şəkil 4).

Gürzündağ sahəsində 1400 m paleozohipslə qapanan antiklinal strukturun olduğu axtarış-kəşfiyyat quyuları ilə təsdiq edilir. Bu strukturla eyni antiklinal zonada yerləşən Şərqi Gürzündağ, Ağtəpə, Kiçik Palantökən strukturlarında qazıma materiallarının çatışmamazlığından, strukturların Maykop çöküntülərinin səthi üzrə qapalı paleostrukturlar olduğunu demək çətindir.

Miosenin sonunda başlayan repressiya Ağcagil əsrinin başlanğıcına qədər davam etmişdir. Kür və Qabırri çaylararası rayonunun Ağcagil və Abşeron əsrlərində toplanan kontinental çöküntülərin qalınlıqları, hövzənin paleostruktur quruluşundan asılı olaraq, 300-500 m arasında dəyişir.

Antropogendə tektonik hərəkətlərin aktivliyinin kəskin şəkildə artması, Çatma antiklinoriumunun qalxmasına və onu təşkil edən strukturlarda şimal qanadların cənub qanadlar üzərinə irəliləməsinə səbəb olur. Bu regional qırılma tektonik cəhətdən Çatma antiklinoriumunu Ceyrançöl depressiyasından ayırır ki, onun da amplitudu şimal-qərbdə 2000 m-ə çatır. Strukturların kəskin şəkildə qalxmaya məruz qalan şimal qanadlarında Miosen çöküntüləri qismən, bəzi sahələrdə isə tamamilə yuyulmaya məruz qaldıqları üçün, göstərilən çöküntülərin Pliosenin əvvəlində və sonunda olan paleostruktur vəziyyətini müəyyənləşdirmək mümkün deyildir.

Yuxarıda qeyd edilənlərdən görüldüyü kimi, Kür-Qabırri çaylararası rayonunda neft-qazlıq Paleogen-Alt Miosen kompleksi kəsilişində əsas etibarilə Eosen və Maykop çöküntüləri ilə əlaqədardır. Göstərilən çöküntülərin karbohidrogenlərin əmələ gəlməsi üçün əlverişli sayılan reduksiyaedici və zəif reduksiyaedici geokimyəvi şərait

də toplandıqları müəyyən edilmişdir. Paleocoğrafi və geokimyəvi cəhətdən əlverişli şəraitdə toplanmış çöküntülərin neft-qazlıq potensialını təyin etmək üçün yaranmış termodinamik şəraitdən asılı olaraq üzvi maddələrin katagen dəyişkənliyini müəyyən etmək əsas amillərdəndir. Neftin əsas generasiyası vitrinitin əksətdirici qabiliyyətinin (R^0) 0,6-1,15, karbohidrogenlərin maksimum generasiya temperaturunun 435-465°C və ümumi istilik implusunun (Σt) 60-260 intervallarında baş verir.

Kür-Qabırri çaylararası rayonunda Paleogen-Miosen çöküntülərində neftin və qazın generasiya prosesləri bir sıra kəşfiyyat sahələrində öyrənilmişdir. Gürzündağ, Qərbi Gürzündağ, Tərsdəllər, Molladağ, Ağtəpə, Böyük Palantökən sahələrində Orta Eosen çöküntülərində $T_{\text{mak}}^{\circ\text{C}}$ 400-446, R^0 0,51-0,70 arasında, Üst Eosen çöküntülərində T_{mak} 425-453 °C, R^0 0,43-0,78 arasında və ümumi istilik implusunun isə (Σt) 60-80 arasında dəyişməsi göstərilən sahələrdə orta və üst Eosen çöküntülərinin neftin əsas generasiya zonalarında yerləşdiyini göstərir [4].

Araşdırmalar göstərir ki, əsas neftəmələgəlmə prosesi Kür-Qabırri çaylararası rayonunun şimal-şərq hissəsində, yəni Eosen çöküntülərinin böyük dərinliklərə gömüldükləri və daha çox qalınlıqlara malik olduqları sahələrdə başlamışdır. Çöküntü toplanmanın sürətindən asılı olaraq, bu proses ayrı-ayrı sahələrdə müxtəlif geoloji dövrlərdə başlanmış və sona çatmışdır. Məsələn, Gürzündağ sahəsində Alt Eosen çöküntüləri Son Pliosendə ($\Sigma t=80$), Orta Eosen çöküntüləri isə Antropogendə ($\Sigma t=65$) əsas neftəmələgəlmə zonasına (ƏNZ) daxil olmuşlar. Tərsdəllər sahəsində isə Alt Eosen çöküntüləri ümumi istilik implusunun (Σt) 115 olduğu üçün neftəmələgəlmə daha tez, yəni Orta Pliosendə başlanmışdır. Məmmədtəpə sahəsində isə ümumi istilik implusu çox az ($\Sigma t=30$) olduğu üçün Eosen çöküntüləri əsas neftəmələgəlmə zonasına daxil olmamışdır.

Maykop lay dəstəsi çöküntülərinin neftəmələgətirmə xüsusiyyətləri Kür-Qabırri çaylararası rayonunun yalnız Tərsdəllər, Ağtəpə və Böyük Palantökən sahələrində öyrənilmiş

dir. Bu sahələrdə vitrinitin əksətdirmə qabiliyyətinin 0,4-0,45 arasında, maksimal generasiya temperaturalarının 419-425°C arasında olması, Maykop çöküntülərinin göstərilən sahələrdə neftin generasiyasının əsas fazasına hələ də daxil olmadığını göstərir.

Kür-Qabırri çaylararası ərazidə Orta Eosen çöküntülərinin sənaye əhəmiyyətli neftliliyi hələlik yalnız Tərsdəllər sahəsində müəyyən edilmişdir. Tərsdəllər struktur çıxıntısının şimal-şərq qanadının tağayaxın hissəsində qazılmış 1 saylı axtarış quyusunda 2865-2882 m dərinlikdə yatan Orta Eosenin mergelli-tufogen çöküntülərindən 250-300 m³/gün hasilatla neft alınmışdır. Sonralar qazılmış 4 saylı quyuda bu obyektədən 160 m³/gün, 8 saylı quyuda 35-40 m³/gün və 9 saylı quyuda isə 20 m³/gün hasilatla neftin alınması struktur çıxıntının şimal-şərq qanadının tağayaxın hissəsində litoloji və tektonik ekranlaşmış kiçik ölçülü neft yatağının olmasını göstərir. Bu sahədə qazılmış digər quyularda sənaye əhəmiyyətli neft axımının olmaması, onların qazıldıkları sahələrin struktur-tektonik vəziyyətləri ilə yanaşı, Orta Eosen çöküntülərinin kollektor xüsusiyyətlərinin neftin və qazın toplanması üçün kifayət dərəcədə yüksək olmamaları ilə əlaqədardır. Süxurların kollektorluq xüsusiyyətlərinin pisləşməsi isə layların qalınlıqlarının azalması istiqamətində baş verir. Belə ki, Orta Eosen çöküntülərinin qalınlıqlarının 50 m-dən az olduqları sahələrdə, onların əhəmiyyətli dərəcədə gilləşməsi müşahidə olunur [5]. Bu regional qanunauyğunluq yalnız Kiçik Qafqazdan çökəkliyə axan paleoçayların vadilərində pozulur. Belə paleoçayların dərələrindən biri Keyrukkeylan sahəsində qazılmış 1 saylı axtarış quyusu rayonunda seysmik kəşfiyyat materialları əsasında müəyyən edilmişdir. Bu çay dərəsini seysmik profillərlə 1,5 km məsafədə izləmək mümkün olmuşdur [2]. 1 saylı quyuda Orta Eosenin tufogen çöküntülərindən üzərində neft pərdələri olan 150 m³/gün hasilatla lay suyunun alınması, belə vadilərdə Orta Eosen çöküntülərinin kollektor xüsusiyyətlərinin kifayət qədər yüksək olduğunu göstərməklə yanaşı, həmin vadilərin Kiçiqafqazqarşısı çökəkliyin cənub-qərb

yamacında neftlilik baxımından perspektivli obyektlər olduğunu deməyə əsas verir.

Kür-Qabırri çaylararası rayonunun şimal-şərq hissəsində Orta Eosen çöküntüləri qalınlıqlarının artması ilə yanaşı, onların kollektorluq xüsusiyyətləri də yaxşılaşır və müvafiq olaraq neftlilik perspektivlilikləri də artır. Gürzundağ sahəsində qazılmış 3 saylı axtarış quyusunda 4259-4330 m intervalında Eosen çöküntülərindən 25-100 t/gün hasilatla neft axımının alınması bunu təsdiq edir.

Rayonun şimal-qərb hissəsində yerləşən Məmmədtəpə, Sacdağ və Dəmərtəpə-Udabna sahələrində də Orta Eosen çöküntülərindən alınan maye axımlarının 0,5 m³/gündən 140-150 m³/gün arasında dəyişməsi, Orta Eosen çöküntülərinin filtrasiyalı xüsusiyyətlərinin həm sahə, həm də kəsiliş üzrə dəyişdiyini göstərir [7].

Qazılmış axtarış-kəşfiyyat quyularında Maykop lay dəstəsindən neft-qaz axımları alınmamışdır. Yalnız Kür çayı vadisində yerləşən Qaflandərə sahəsində qazılmış 33 saylı quyuda sənaye əhəmiyyətli qaz axımı müşahidə olunmuşdur ki, bunun da struktur çıxıntının şimal qanadında mövcud olan kiçik qumlu linza ilə əlaqədar olduğu müəyyən edilmişdir. Bu fakt özlüyündə Maykop lay dəstəsi çöküntülərinin neft-qazlılıq perspektivliliyini Kür-Qabırri çaylararası rayonunun şimal-şərqində yerləşən Çatma antiklinoriumunun mərkəzi və şərq hissələrində neftin-qazın toplanıb saxlanması üçün əlverişli struktur-tektonik şəraitə malik olan antiklinal qalxımları ilə əlaqələndirməyə imkan verir.

Yuxarıda deyilənlərdən bu qənaətə gəlinir ki, Miosenin sonunda Eosen çöküntüləri səthinin paleostruktur vəziyyəti Üst Tabaşir çöküntüləri səthinin paleostruktur vəziyyətindən çox da fərqlənmirlər. Üst Tabaşirin sonunda olduğu kimi, Tərsdəllər strukturu, Qıraqqəsəmən-Məmmədtəpə struktur çıxıntıları və Gürzundağ qrupuna aid kiçik ölçülü strukturlar rayonun əsas paleostruktur elementləri olaraq qalmaqda davam edirlər. Deyilənlərdən görüldüyü kimi, Qabırri-Acınohur hövzəsinin cənub-qərb bortunda Eosen çöküntüləri üzrə o qədər də münasib paleostruktur şərait olmamışdır. Bu cəhətdən

az-çox münasib şərait monoklinal istiqamətində uzanan qırılmaların struktur çıxıntıları kəsdikləri yerlərdə (Tərsdəllər, Cahandar və s.) tektonik ekranlaşmış və bəzi sahələrdə isə litoloji ekranlaşmış yataqların yaranması üçün paleostruktur və paleocoğrafi şərait münasib olmuşdur. Axırını hala Tərsdəllər sahəsində Orta Eosen çöküntülərində aşkar edilən neft yatağının və Qaflandərə sahəsində Maykop lay dəstəsinin az qalınlıqlı qumlu horizontundan alınan qaz axımını misal göstərmək olar. Tərsdəllər sahəsində Maykop çöküntülərində olan qumlu horizontların qalınlıqlarının strukturun şimal qanadında artması, bu çöküntülərin pazlaşma zonalarının litoloji tələlərin əmələ gəlməsi üçün əlverişli olduğunu göstərir. Qaflandərə sahəsində struktur çıxıntının şimal qanadında qazılmış 33 saylı quyuda sənaye əhəmiyyətli qaz axımı müşahidə olunmuşdur. Bunun da kiçik qumlu linza ilə əlaqədar olduğu müəyyən edilmişdir. Lakin qeyd etmək lazımdır ki, Maykop çöküntüləri Kür və Qabırri çaylararası NQR-nin Gürcüstan Respublikasına aid olan hissəsində əsas neftli obyektlərdəndir. Burada İori-Martkobi və Satsxenisi kimi neft yataqları mövcuddur. Bu fakt özlüyündə Maykop lay dəstəsi çöküntülərinin Kür və Qabırri çaylararası rayonunun şimal-şərqində yerləşən Çatma antiklinoriumunun mərkəzi və şərq hissələrində olan antiklinal qalxımlarda neftin-qazın toplanıb saxlanması üçün əlverişli struktur-tektonik şəraitin olduğunu söyləməyə imkan verir.

Nəticə

1. Qabırri-Acınohur hövzəsində Paleosen-Eosen vaxtı tektonik hərəkətlərin aktivləşməsi nəticəsində yuyulma prosesləri güclənmiş və hövzələrdə terrigen çöküntülər toplanmışdır.

2. Paleogen-Alt Miosen çöküntülərinin kəsilişində əsas nefttörədicisi ana süxurlar Maykop lay dəstəsinin alt hissəsində olan gilli və qismən də Eosenin mergelli, terrigen-tuflu süxurlarıdır. Bu çöküntülərin çökəkliyin 3,0-4,0km dərinlə gömülmüş hissəsində üzvi maddələrin karbohidrogenlərə çevrilməsi

üçün kifayət edən termodinamik şərait yaranmışdır.

3. Kür-Qabırri çaylararası rayonunda üzvi maddələrin toplanması və karbohidrogenlərə çevrilməsi üçün münasib paleotektonik və paleocoğrafi şərait Eosen və Maykop dövrlərində olmuşdur.

4. Rayonun şimal-qərb hissəsində daha çox gilliliyi ilə fərqlənən Alt Eosen çöküntüləri karbohidrogenlərin əmələgəlməsi, vulkanogen-çökmə, tufogen fasiyada olan Orta Eosen çöküntüləri kollektor, əsasən gillərlə təmsil olunmuş Üst Eosen çöküntüləri isə kollektorlar üçün örtük baxımından daha əlverişlidir.

5. Rayonun şimal-şərq hissəsində Maykop çöküntüləri neft-qazlılıq üçün müsbət paleo və müasir struktur-tektonik xüsusiyyətlərə malikdir. Belə bir şəraitin Çatma antiklinoriumunun mərkəzi və şərq hissələrində mövcud olması, buradakı antiklinal qalxımların neft-qazlılıq perspektivliliklərini müsbət qiymətləndirməyə imkan verir.

Ədəbiyyat

1. Süleymanov Ə.M. Kür və Qabırri çaylararası NQR-də qeyri-antiklinal tipli tələlərin proqnozlaşdırılmasının regional geoloji əsasları və onlarda neft-qaz yataqlarının əmələ gəlməsinin əsas xüsusiyyətləri. *Az NQSDTLİ-nin elmi əsərlər toplusu*. 1997, s.23-27.

2. Süleymanov Ə.M., Zeynalov R.L., Məhərrəmov B.İ. Kür - Qabırri çaylararası rayonunun Paleogen-Alt Miosen çöküntülərinin neft-qazlılıq perspektivliyinin paleotektonik və paleocoğrafi əsasları. // *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*.-2006.- № 4.- S.1-7.

3. Геология СССР. Том 47. Азербайджанская ССР. М., Недра 1972, 407с.

4. Алиев Г-М. А. К вопросу о геохимических условиях накопления мезокайкозойских отложений Азербайджана и их роли в процессах битумо-и нефтегазообразования. "Вопросы геологии нефтяных и газовых месторождений Азербайджана", 1973, с.182-189.

5. Süleymanov Ə.M., Hacıyev F.M., Rüstəmov R.İ. və b. Kür və Qabırçı çayları arasında NQR-də qeyri-antiklinal tipli yataqların aşkar edilməsi üçün aparılması lazım olan geoloji və geofiziki işlər. Az NQSDETLİ-nin elmi əsərlər toplusu. 1997, s.28-31.

6. Кочарли Ш.С., Гаджиев Ф.М., Кулиев Г.А. и др. Новый тип ловушки нефти в северо-западном Азербайджане. Серия "Нефтегазовая геология и геофизика" КСП-инфор.вып.8, М,1991, с.9-12.

7. Yusifov X.M., Məmmədov S.B., Əfəndiyev A.A., və b. Qərbi Azərbaycanın Eosen çöküntülərində qeyri-antiklinal tipli tələlərin yayılma zonaları və onların neft-qazlılıq perspektivliyi. Az NQSDETLİ-nin elmi əsərlər toplusu, 2004, № 2, s.14-22.

Палеоструктурный анализ и нефтегазоносность отложений кайнозойского комплекса междуречья Куры и Габырры

Б.И.Магеррамов, Б.Г.Агазаде

Резюме

Статья посвящена оценке перспективы нефтегазоносности кайнозойских отложений междуречья Куры и Габырры по палеоструктурным исследованиям. По этим исследованиям наиболее благоприятные условия для образования углеводородов, и их скопления в виде залежей нефти и газа, существовали в эоценовых отложениях на антиклинальных ловушках, расположенных в северо-восточ -

ной части района, а также на выступах, экранированных продольными разрывами в пределах моноклинали (Тарсдаллар, Джахандар и др.) По отложениям майкопской свиты благоприятные условия для накопления углеводородов имелись на участках тектонически-экранированных ловушек в центральной и юго-восточной частях северо-восточного крыла Чатминского антиклинория.

Paleostructural analysis and deposits oil and gas content of Cenozoic complex of Kura and Gabarry interstream area

B.I.Magerramov, B.G.Agazadeh

Summary

The paper is dedicated to estimation of Cenozoic complex Kura and Gabarry deposits oil and gas perspectives estimation by paleostructural researches. The most favourable conditions for carbon formation and their accumulation by way of oil and gas are existed in Eocene beds on the anticlinal traps situated in north-east area and, as well, on projections screened by longitudinal rupture within monocline (Tarsdallar, Djakhandar, etc.) according to these researches.

According to Maicop suite deposits favourable conditions for hydrocarbon accumulations were on tectonic and screened traps areas in central and south-east parts of Chathmine anticlinorium limb.

NEFT VƏ QAZ QUYULARININ QAZILMASI

UOT 622.24; 622.276

QAZIMADA YARANAN BƏZİ PROBLEMLƏR VƏ ONLARIN QARŞISININ ALINMASI

Y.İ.Səfərov, C.H.Abişov

(ARDNŞ –nin ETİ)

Qazıma təcrübəsindən və texniki ədəbiyyatdan [1] məlumdur ki, qazıma aləti tutulan (pərçimlənən) zaman onun azad edilməsi üçün mexaniki üsuldən geniş istifadə olunur. Bu zaman qazıma alətinin pərçimlənən hissəsinə statik və ya dinamik yüklərlə təsir edilir. Bəzən, vaxtaşırı impuls zərbələrindən (QUM qurğusundan) istifadə olunur.

Qazıma aləti pərçimlənən zaman adətən, əgər quyu dərindirə o zaman aləti azad etmək üçün ona yuxarıdan statik və dinamik qüvvələrlə təsir etmək müsbət nəticə verir. Əgər quyu dayazdırsa bu zaman aləti dartmaqla azad etməyə cəhd göstərilir. Lakin bəzən pərçimlənmiş alətin azad edilməsi üçün qazıma qurğusunun texniki göstəriciləri buna imkan vermir. Məsələn, pərçimlənmiş quyuda baxılan qazıma alətini azad etmək üçün AQB-dən ibarət əlavə yük yığılmış və alətə zərbələrlə təsir edib onu başmaqdan aşağı itələmək lazım gəlmişdir. Bunun üçün aşağıdakı hesablamalar aparılmışdır.

Qazıma alətinin pərçimlənməsinə təsir edən xarici itələnmə qüvvəsinin yayılma dərinliyinin hesablanması üçün [2,3] aşağıdakı düstur təklif edilmişdir:

$$Q_0 = 2\pi R_1 \left(\int_0^{h_1} \tau dz_1 + \int_0^{h_2} \tau_0 dz_2 \right) \quad (1)$$

Burada h_1 - qüvvənin yayılma dərinlikləri; h_2 - qazıma kəmərinin xarici radiusu; R_1 - uyğun olaraq kəmərin pərçimlənmə hissəsinin əvvəli və sonunda en kəsiyinin koordinatları; z_1, z_2 - uyğun olaraq qazıma kəmərinin pərçimlənmə hissəsinin əvvəli və sonunda en kəsiyinin koordinatları; τ, τ_0 - uyğun olaraq qazıma kəmərinin pərçimlənmə hissəsinin yuxarı və

aşağı təmas hissəsində gərginliklərdir.

Təklif olunmuş düsturda (1) alətin pərçimlənmə hissəsində qazıma kəməri ilə quyu gövdəsinin təmas zonasında süxurun fiziki-mexaniki amilləri nəzərə alınmamışdır. Bundan başqa, qeyd edilən üsul çoxlu hesablamalar tələb edir ki, bu da onun istehsalatda istifadəsini məhdudlaşdırır.

Tutulmuş qazıma alətinin azad edilməsi üçün təmas sahəsinin amillərindən asılı olaraq dağ süxurlarının deformasiyasına dair bir neçə tədqiqatlar aparılmışdır [2,4]. Lakin bu tədqiqatlarda qazıma alətinin quyu-lay sistemində təzyiq düşküsündən tutulmadan bəhs olunur. Burada qazıma alətinin pərçimlənməsində gərginliyin yayılması məsələsinə baxılmışdır. Ona görə də aşağıda qazıma alətinin pərçimlənməsi zamanı ona təsir edən qüvvənin təmas (qazıma aləti ilə dağ süxurları arasında) amillərindən asılı olaraq təyin edilməsi məsələsinə baxılır.

Məsələni həll etmək üçün qəbul olunur ki, qazıma aləti pərçimlənən zaman borular və yaxud AQB sərt gövdədir, pərçimləndirən süxur isə elastik kartdır. Bunlar müəyyən G qüvvəsi altında bir-birinə sıxılmışdır. Onda diferensial tənlik qeyd edilən şərait üçün aşağıdakı kimi olar [5]:

$$EJ \frac{d^2V}{dx^2} = GS(U - V) - F_s(l - x) \quad (2)$$

Burada E - dağ süxurunun elastik modulu; J - inersiya momenti; V - yerdəyişmə; G - pərçimlənmə qüvvəsi; S - təmas sahəsi, U - deformasiya; F_s - sürünmə qüvvəsi; l - pərçimlənən hissənin uzunluğu; x - cari koordinatdır.

(2) düsturunda $\frac{GS}{EJ}$ - ni K^2 ilə əvəz

edib çevirmə apardıqda aşağıdakı ifadə alınır:

$$\frac{d^2V}{dx^2} + K^2V = K^2 \left(U - \frac{F_s I}{GS} \right) + K^2 \frac{F_s}{GS} x \quad (3)$$

Başlanğıc və sərhəd şərtləri $x = 0$ şəraitində olur

$$V(0) = V_a(0); \quad \frac{dV}{dx} = \theta(0) - \theta_1 = 0$$

Bu zaman $x = l$; $V(l) = V_b = U$.

(3) tənliyini inteqrallayıb sərhəd şərtlərindən istifadə edərək bir neçə riyazi çevirmələrdən sonra vurulan yükün təsir zonasını təyin etmək üçün aşağıdakı ifadəni alırıq:

$$L = \frac{UGS}{F_s \left(\frac{tg K}{K} + l \right)} = f_s \left(- \frac{UGS}{tg \frac{GS}{EJ} + U} \right) \quad (4)$$

Burada f_s - sürtünmə əmsəlidir.

Dərin quyularda temperatur amili böyük rol oynayır. Onun dağ süxurunun fiziki-mexaniki xüsusiyyətlərinə təsiri vardır.

Elastik modulu ilə temperatur arasında asılılığı aşağıdakı kimi təyin etmək olar:

$$E_t = E(1 - \gamma_E t)$$

Burada E , E_t – uyğun olaraq elastik modulu normal və yüksək temperatur şəraitində; λ_E – elastik modulu ilə temperatur arasında asılılığı nəzərə alan əmsəl; t - dağ süxurunun quyusu şəraitində temperaturudur.

E_t - ni (4) düsturunda nəzərə alaraq

$$l = f \left[\frac{- \frac{UGS}{\sqrt{\frac{GS}{EJ(1 - \lambda_E t)}}}}{\frac{tg \sqrt{\frac{GS}{EJ}}}{\sqrt{EJ(1 - \lambda_E t)}}} + U \right] \quad (5)$$

Beləliklə (5) tənliyi imkan verir ki, yuxarıdan vurulan zərbələrin təsir zonasını sürtünmə əmsalından və təmas amillərindən (qazıma kəməri ilə süxur arasında) dağ süxurunun fiziki-mexaniki, elastik gövdəsinin hən-

dəsi ölçüləri və s. nəzərə almaqla hesablasın.

Yuxarıda qeyd edilən nəzəriyyədən istifadə edərək quyuda aşağıdakı göstəricilər əsasında hesablamalar aparılmışdır:

$$G = 15^6 \text{ kq/m}^2; \quad J = 0,002 \text{ m}^4; \quad S = 0,7386 \text{ m}^2; \quad E = 0,4 \cdot 10^9 \text{ kqs/m}^2; \quad f_s = 0,05; \quad U = 0,030 \text{ m/san}; \quad \lambda_E = 0,0025 \text{ 1}^\circ\text{C}; \quad t = 30^\circ\text{C}.$$

Təmas sahəsi 0,125 m diametrli quyusu lüləsi və 0,127 m-li qazıma kəməri göstəriciləri əsasında hesablanmışdır.

Hesablama göstərir ki, impuls zərbələri tutulmuş qazıma alətini 31,35 m aşağı itələyə bilər. Tədqiqatın nəticəsi Suraxanı sahəsindəki 1960 saylı quyuda sınaqdan keçirilmişdir. 623 m dərinlikdə müntəzəm zərbə vurularaq birinci 2 saat ərzində qəza aləti 2 m aşağı getmişdir. Sonrakı hər yarım saatda – 1m, nəhayət, qazıma aləti başmaq zonasından 14 m aşağı itələnmişdir. Bu da imkan vermişdir ki, sement körpüsü qoyulsun və qazıma işləri ikinci lülə ilə davam etdirilsin.

Qeyd etmək lazımdır ki, bununla da qiyməti 2,5 mlrd manata yaxın olan quyunun texniki səbəbdən ləğv edilməsinin qarşısı alınmış, quyusu mürəkkəbləşmə və qəza ləğv edildikdən sonra istismara təhvil verilmişdir.

Məlumdur ki, quyusu sementləndikdən sonra neft-qaz-su təzahürləri müxtəlif vaxtlarda (3 - 48 saat) kəməri arxasında baş verir və hətta sement məhlulunun sıxlığı qazıma məhlulunun sıxlığından artıq olmasına baxmayaraq belə artır. Kəməri arxasında sementləmədən sonra təzahürün yaranma səbəblərindən biri də sement məhlulunun bərkimə prosesində sement daşı ilə gil qabığı arasında təmas təzyiqinin relaksiyasıdır [6].

Sement məhlulunun bərkimə prosesində (istiliyin ayrılması müşahidə olunur) sement qabığı ilə gil qabığı arasında özlü-plastik mühitdə sərhədləşən təmas təzyiqində daxili r_0 və xarici r_1 radiuslarında sement halqasının səthində p_k^0 və p_k' , gil qabığının səthində isə (r_z radiusunda) p_b radial B_{qq} , həlqəvi $B_{\theta\theta}$, və oxboyu B_{zz} yastı deformasiyanı elastik gərginliklər halında təyin edək.

Məsələn özlü-plastik mühitdə gərginliyin yayıldığı elastik şəraitdə həll etsək,

bu şərtlə ki, p'_k vaxtdan asılı olaraq $p'_k(t)$ əvəzlənsin, yastı deformasiya üçün və $r = r_1$ halında alaraq

$$\frac{d\sigma_{zz}^0(t)}{dt} + \frac{1}{t_s} B_{zz}^0(t) = \mu_0 \left(\frac{d\sigma_{rr}^0(t)}{dt} + \frac{d\sigma_{\theta\theta}^0(t)}{dt} \right) + \frac{\sigma_{rr}^0(t)\sigma_{\theta\theta}^0(t)}{2r} \quad (6)$$

$$t_r = 3t_s/2(1 + \mu_0); t_s = \eta(t)/G(t)$$

Əsaslı nəticə almaq üçün relaksasiya vaxtı t_s zamandan asılı olaraq eksponensial funksiya kimi qəbul edilir

$$t_s = C(1 - K_1 e^{kt}) = \frac{1}{\alpha}(1 - K_1 e^{kt}) \quad (7)$$

C və K sabitlərini $t = 0$ həddi şərtində təyin edilir

$$t_s = \eta_j / G_m = S(t - K_1)$$

$$t = \infty \text{ olduqda,}$$

$$t_s = \eta_t / G_t = C$$

Burada η_j, η_t, G_j, G_n - uyğun olaraq, sement məhlulunun tutuşmasının əvvəl və son vaxtında özlülüyü və elastik moduludur.

Yastı deformasiya üçün (6) və (7) düsturlarını nəzərə alaraq və (6) tənliyini həll edərək şaquli gərginliyin $r = r_1$ şərti daxilində bir neçə riyazi çevirmələrdən sonra təmas gərginliyinin $p'_k(t)$ təyini üçün aşağıdakı ifadəni alırıq:

$$p'_k(t) = \frac{b + p_q}{\alpha} + \left(p_k^0 - \frac{b + p_q}{\alpha} \right) \times (1 - K_1)^{\alpha/2k t_0 (e^{kt} - K_1)^{-\alpha/2k t_0}} \quad (8)$$

$$\alpha = r_1^2 / (r_2^2 - r_1^2); \quad b = p_0 r_2^2 / (r_2^2 - r_1^2)$$

(8) düsturu göstərir ki, sement halqasının səthinə təsir edən təzyiq vaxt artdıqca Puasson əmsalından asılıdır.

Yəni, təmas təzyiqi relaksasiyaya uğrayır. Belə ki, relaksasiyanın artma intensivliyi Puasson əmsalının azalmasından asılıdır.

Ona görə əmsalı ilə təmas təzyiqini tənzimləmək olar.

Sement məhlulunun tutuşması prosesində təmas gərginliyinin azalması kəmərin

arkasında neft-qaz-su təzahürünün əsas səbəblərindən biridir.

Təmas gərginliyinin $p'_k(t)$ dəyişməz şəraitində μ əmsalının təyini üçün aşağıdakı düsturu alırıq

$$\mu \geq \frac{p_k^0 - (r_2^2/r_1^2 - 1)p_q}{p_k^0 - p_q} \quad (9)$$

(9) asılılığını kəmərarxası təzahürün meyarı kimi qəbul etmək olar.

Beləliklə, müəyyən edilmişdir ki, quyunun dərinliyi və diametri artdıqca, hətta gil qabığının quyu lüləsində olması relaksasiya təzyiqinin intensiv artmasına şərait yaradır.

Neft və qaz quyularının qazılma təcürübəsindən və texniki ədəbiyyatdan [6, 4] məlumdur ki, nisbətən dərinədə yatan laylardan sızan neft-qaz-su flüidi yuxarı laylarda yığılaraq yüksək təzyiq yaradır. Bu təzyiq qazıma zamanı bir sıra mürəkkəbləşmələrə gətirib çıxarır və onların ləğv edilməsinə xeyli vaxt və vəsait tələb olunur, bəzən isə bu mümkün olmadığından quyu texniki səbəbdən ləğv edilir. Bunu aşağıdakı iki quyunun məlumatları da təsdiq edir.

Layihə dərinliyi 3800 m olan Körgöz-Qızıltəpə sahəsində yerləşən 263 №-li quyuda 1497 m dərinliyə (layihə üzrə isə 1500 m) 0,339 m-lik kəmərin endirilmişdir. 1660 m-ə qədər quyu qazıma məhlulunun sıxlığı 2050 kq/m³, şərti özlülüyü 60 mPas, suverimi 3 sm³/30 dəq. parametrləri ilə dərinləşdirilən zaman qaz təzahürünə tez-tez rast gəlindiyindən qazıma məhlulunun sıxlığı 2150-2170 kq/m³-ə çatdırılmışdır. 1660 - 1668 m intervalında mexaniki sürət artmış və son 8 m 2 saat 40 dəqiqəyə qazılmışdır, bu zaman qazıma məhlulunun udulması baş vermişdir. Müxtəlif xarakterli mürəkkəbləşmələr olduğu üçün 1665-760 m intervalında uzunluğu 905 m olan (layihə üzrə 2100 m) 245 m-lik texniki kəmərin endirilmişdir. Sonrakı qazıma işləri 2338 m-ə qədər davam etdirilmişdir, lakin qazıma prosesində və eləcə də texnoloji prosesləri yerinə yetirərkən qaz təzahürü müşahidə edilmiş, sıxlığı 2170-dən 2000 kq/m³ -ə düşmüşdür. Qaz təzahürünə səbəb 0,334 m-lik kəmərin

1100 m hissəsində yivdən aralanma və 0,245 m-lik “quyruq” kəmərin həlqəvi fəzasında yaranan texnogen təzyiq olmuşdur. Söyüdlər sahəsində yerləşən 2 №-li quyuda da oxşar xarakterli təzahür baş vermişdir (“quyruq” kəməri endirildikdən sonra) və burada təzahürün ləğv edilməsi küllü miqdarda ağırlaşdırıcı əlavə edilməklə texniki kəmərlə “quyruq” kəməri arasında tıxac əmələ gətirildikdən sonra mümkün olmuşdur.

Göründüyü kimi, quyuya endirilmiş “quyruq” kəmərin başlığı hermetik olmadığı hallarda (hermetiklik yaradan xüsusi qurğular olmadıqda, paker quraşdırılmadıqda və ya keyfiyyətsiz sementləndikdə) müqavimətin azalması nəticəsində anomal yüksək texnogen təzyiq (AYTT) yaranır. Bu texnoloji proseslərin yerinə yetirilməsindən sonra yaranan təzyiqdə ki, özünü anomal yüksək lay təzyiqinin (AYLT) təzahürü kimi göstərir [7].

AYTT-nin daha asan aşkar edilməsi quyuya qoruyucu kəmərlər endirilməzdən əvvəl dərinləşməyən hallarda mümkündür. Onun qazılmaqda olan quyuda təyin edilməsi olduqca çətindir.

Yuxarıda qeyd edilən prosesin hidrodinamik şəraitinin yaranma mexanizmini aydınlaşdırmaq üçün aşağıdakı məsələnin həllinə nəzər yetirək.

Flüidin qərarlaşmamış süzülməsi üçün mövcud tənlik əksər hallarda istilikkeçirmə tənliyinin inteqrallanmasına gətirib çıxarır. Bu halda bir neçə sərhəd şərtləri $F(X, Y, Z)=0$; p təzyiqində məlum başlanğıc paylanması $p(X, Y, Z, 0)=f(X, Y, Z)$ kimidir. Birölçülü məsələ əksər hallarda birölçülü istilikkeçirmə tənliyinin həllinə gətirib çıxarır, yəni

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \lambda \frac{\partial p}{\partial x^2} \quad (10)$$

Burada $\lambda = \frac{Kp}{m\mu}$

Başlanğıc və sərhəd şərtləri aşağıdakılardır:

$$\begin{aligned} p(x, 0)_{t=0} &= f(t), \\ p(x, 0)_{t=0} &= \phi_1(t), \\ p(H, t)_{x=1} &= \xi(t) \end{aligned} \quad (11)$$

Əlavə şərt

$$p(H, t) = \frac{K}{\mu}(p_k - p_s) - \frac{2B}{H} \quad (12)$$

Burada $f(t)$, $\phi(t)$ - quyuağzı təzyiqin vaxtdan asılı olaraq girişdə və çıxışda dəyişməsi (təzahürdən sonra); K - sement daşının keçiriciliyi, mkm^2 ; B - sement daşının möhkəmliyi, mPa/m^2 ; p_k - təzahür edən layın tavanındakı təzyiq, MPa ; p_s - təzahürün başlanğıc anında quyuağzı təzyiq, MPa ; H - təzahür edən layın tavanının dərinliyi, m ; t - vaxt, s ; p_0 - təzahürə qədərki quyuağzı təzyiq, MPa ; μ - lay flüidinin özlülüyü, $MPa \cdot s$; p - orta təzyiq, MPa ; m - sement daşının məsaməliliyidir, $\%$.

Laplas çevirməsini (10) tənliyinə, (11) və (12) şərtlərinə tətbiq etməklə bir neçə riyazi çevirmələrdən sonra müqavimət əmsalı λ üçün aşağıdakı ifadəni alırıq:

$$\lambda = \pm \sqrt{\frac{\varphi_0(t_0) - \varphi_0(t_0) \frac{1}{t_0} \frac{K}{\mu} (p_k - p_s) \frac{2B}{H}}{\frac{1}{t_0} + K}} \quad (13)$$

Burada t_0 - orijinaldan Laplasa keçid vaxtıdır.

Beləliklə, faktiki mədən məlumatları əsasında anomal yüksək texnogen təzyiqin yaranmasının hidrodinamik şəraitini səciyyələndirən (13) düsturundan təzahür edən layın tavanından “quyruq” kəmərin kəmərin başlığına qədər flüidin hərəkəti zamanı təzyiq itkilərini nəzərə alan müqavimət əmsalını müəyyən edib [8] tədqiqatındakı analitik ifadədə

$$h = \frac{\Delta p}{p_0 - q_q}$$

Yerinə yazdıqda aşağıdakı düsturu alırıq:

$$h = \frac{\lambda \Delta p}{p_0 - q}$$

Burada h - “quyruq” kəmərin uzunluğu, m ; Δp - təzahür edən layın tavanında hidrostatik təzyiqin lay təzyiqindən artıq olması, MPa ; p_0, q_q - hidrostatik və lay təzyiqlərinin qradiyentidir, MPa/m .

Qeyd edilənləri nəzərə almaqla faktiki

mədən məlumatları əsasında, "quyruq" kəmərinin uzunluğunu təyin etmək, texnogen təzyiqin yaranmasını və təmas təzyiqini tənzimləmək üçün μ əmsalına nəzarət etməklə mümkündür.

Ədəbiyyat

1. ПД 0147213-91. Руководство по технологии бурения, крепления, предупреждению аварий и осложнений при проводке скважин / М.К.Сеид-Рза, Н.Г.Сафаров, М.В.Муфидзаде и др. – Баку. –1991.
2. Аббасов Е.М. Влияние места приложения внешней силы на эффективность ликвидации прихватов колонны труб //Азербайджанское нефтяное хозяйство// –2003. –№ 6. – С. 22-25.
3. Бурение нефтяных и газовых скважин: Осложнения, возникающие при бурении: Прихваты бурового инструмента. [www. Leuza. ru/gti/bur/osl4.htm](http://www.Leuza.ru/gti/bur/osl4.htm) -7 Кб
4. Сафаров Я.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин. –Баку. –Сада. – 2000. –240с.
5. Сафаров Я.И., Фараджев А.А. К вопросу деформации горных пород на забое скважины в процессе бурения //Тр. ин-та /АзНИПИ-нефть. – 1988. – С. 22-23.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1986. – 319 с.
7. Anomal yüksək texnogen təzyiqdən (AYTT) yaranan mürəkkəbləşmələrin qarşısının alınmasının bəzi məsələləri / Y.İ.Səfərov, N.A.Nasıyev, N.N.Yadullayev, Ə.Ə.Məmmədov //AzNQSDETLİ, Elmi əsərlər toplusu. – Bakı. – 1997. –S. 227-282.
8. Зиберман Б.Н. Техногенные аномально высокие давления и меры по предотвращению их проявления при бурении скважин //Азербайджанское нефтяное хозяйство. –1986. – № 4. – С. 25-27.

Некоторые проблемы, возникающие при бурении, и пути их решения

Я.И.Сафаров, Дж.Г.Абышов

Резюме

Для повышения технико-экономических показателей и с целью борьбы с осложнениями и авариями при проводке скважин в осложненных условиях необходимо разработать комплексные технико-технологические мероприятия.

Предложенный эффективный способ освобождения прихваченного (заклиненного) бурового инструмента был опробован на скв.1960 Сураханы. При бурении указанной скважины произошло поглощение бурового раствора.

При подъеме бурового инструмента произошел прихват вследствие обвала стенок скважины. Применение традиционных способов не дало эффекта.

Используя предложенный способ, данное осложнение было ликвидировано и пробуренная скважина была сдана в эксплуатацию.

Изучены гидродинамические условия аномально высоких техногенных давлений после спуска и крепления потайных колонн ("хвостовиков") и причины, приводящие к осложнениям при проводке скважин. Даны рекомендации о возможных вариантах герметизации верхнего конца потайной колонны и методика определения ее длины, обеспечивающей предупреждение осложнений при проявлении аномально высоких техногенных давлений.

Some problems appeared at drilling and ways of their solution

Ya.I.Safarov, J.H.Abyshev

Summary

To increase technical and economic indices and for complications and failures cont-

rol at making hole in complicated conditions it is necessary to develop complex technical and economic measures.

Suggested efficient method of stuck tool (jamming) freeing was tested on Surakhany well No.1960. At drilling of shown well drilling mud losses took place. At drilling tool hoisting sticking took place because of hole bridging. Using of traditional methods gave no effect.

This complication was eliminated by

suggested method and drilled well was put on production. Hydrodynamical conditions of abnormal high technogenic pressures after running and hidden casing (liner) and reasons of complications at hole making are studied. Recommendations on possible variants of hidden casing upper end confinement and procedures for its length determination, providing complication prevention at abnormal high technogenic pressures are given.

QAZIMA MƏHLULLARININ TÜND RƏNGLİ FİLTRATINDA FOTOKOLORİMETRİK ÜSULLA SİLİSIUM OKSİDİN TƏYİNİ

Ş.S.Bayramova, Ş.M.Xudiyeva

(ARDNŞ –nin ETİ)

Yüksək təzyiq, temperatur şəraitində qazılan quyularda quyu divarlarının uçulması, məhlulun udulması və temperatura qarşı davamlılığı artırmaq məqsədilə silikat tipli məhlullardan istifadə edilməsi məlumdur. Bu tip məhlulların işlənməsində məhlulun göstəricilərini lazımı səviyyədə saxlamaq üçün onun tərkibindəki SiO₂ miqdarını təyin etmək mühümdür. Qazıma məhlullarının su verimi və reoloji parametrlərini tənzimləmək üçün müxtəlif sabitləşdirici, durulaşdırıcı reagentlərdən istifadə edilir ki, bu da öz növbəsində filtratın rənginin tündləşməsinə səbəb olur.

Məhlulun tərkibindəki kimyəvi elementlərin təyini müxtəlif üsullarla aparılır [1]. Klassik üsulla kimyəvi elementlərin təyində çox vaxt və elektrik enerjisi tələb edildiyi üçün filtratın tərkibindəki SiO₂ miqdarı fotokolorimetrik üsulla təyin edilmişdir. Bu üsulla təyin edilməli komponent işığı udan məhlul halına keçirilir. Məhlullarda komponentin qatılığı ilə optik sıxlığı arasındakı qanunauyğunluq Berin düsturunda verilmişdir

$$\frac{C_1}{C_2} = \frac{D_2}{D_1} \quad (1)$$

burada: C₁, C₂ – məlum və naməlum məhlulların qatılıqları

D₁, D₂ - uyğun olaraq məhlulların optik sıxlıqları

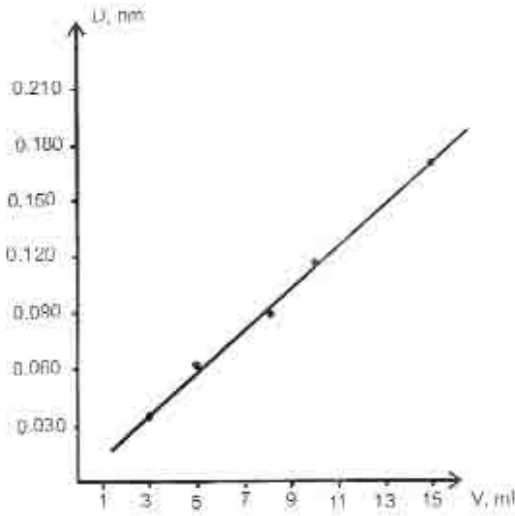
Fotokolorimetrik üsulla SiO₂ təyində silikat turşusunun ammonium molibdat ilə qarışığı sarı rəngli H₄ [Si(Mo₃O₁₀)] H₂O tipli kompleks əmələ gətirir [2]. Analiz prosesində həssaslığı artırmaq məqsədilə, reduksiya edicinin - limon və askorbin turşusu vasitəsilə sarı rəngli silisium molibden kompleksi göy rəngə çevrilir. Bu üsulla analiz olunan

nümunələrin işçi məhlulları şəffaf olur. Analiz üçün götürülən filtratların əksəriyyəti tünd rəngli olduğundan, filtratda SiO₂ təyində optik sıxlığın qiymətinin təhrif olunmasına səbəb olur. Odur ki, apardığımız tədqiqatda optik sıxlığın qiymətinə təsir edən filtratın rəngi nəzərə alınmışdır.

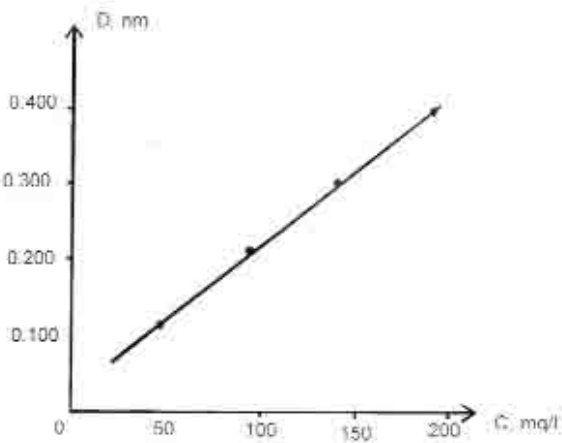
Tədqiqat aparılarkən 5%-li FXLS –in (ferroxromliqnosulfonat) qələvili məhlulu hazırlanır. 50 ml-lik ölçülü kolbada 25 ml 5%-li FXLS-in üzərinə lazım olan pH-ı saxlamaq üçün 10 ml HCl (1:3) əlavə edib, distillə edilmiş su ilə ölçü xəttinə qədər çatdırıldıqdan sonra, «göy» lentli filtr kağızı ilə süzülür. Məhlul şəffaf olduqda süzülməyə ehtiyac yoxdur. Alınmış məhlulu durulaşdırmaqla müxtəlif qatılıqlı FXLS məhlulunun optik sıxlıqları =440 nm-də ölçülür, alınan nəticə şəkil 1-də verilmişdir.

Silisium oksidin miqdarını təyin etməzdən əvvəl durulaşdırma yolu ilə standartdan istifadə etməklə müxtəlif qatılıqlı məhlulların optiki sıxlıqları ölçülərək işçi qrafik qurulur (şəkil 2). Qrafikin qurulmasında standart kimi kvarts və ya dağ büllurundan istifadə edilir.

Silikat turşusunun təyində reaksiya qabiliyyətini artırmaq üçün onun hidrogen göstəricisini 1,5-2,0 həddində saxlamaq lazımdır [2], bu məqsədlə xlorid turşusundan istifadə olunur. Sonra iki 100 ml-lik ölçülü kolbaların hərəsinə 5 ml analiz üçün hazırlanmış qazıma məhlulunun filtratından tökülür və 1ml HCl əlavə edilir. Kolbalardan birinə ölçü xəttinədək distillə suyu əlavə edilir və optik sıxlıq təyin edilir. Əvvəldən qurulmuş FXLS-in qatılığının optik sıxlıqdan asılılıq qrafikindən istifadə etməklə SiO₂ təyində istifadə oluna biləcək FXLS-in miqdarı müəyyənləşdirilir.



Şəkil 1. FXLS-in müxtəlif qatılıqlarının optik sıxlıqdan asılılığı



Şəkil 2. SiO₂-nin müxtəlif qatılıqlarının optik sıxlıqdan asılılığı

Analizin gedişi aşağıdakı qaydada aparılır: SiO₂ məlum məhluluna FXLS – in müəyyən edilmiş miqdarı əlavə olunur, sonra hər iki kolbaya 25 ml distillə suyu, 5 ml 5%-li ammonium molibdat əlavə edilib qarışdırılır [3]. Sarı rəngli silisium molibden kompleksinin tam əmələ gəlməsi üçün 10 dəqiqə saxlanılır, 5 ml reduksiyaedici əlavə edilir və su ilə ölçü xəttinədək çatdırılır. Reduksiyaedicinin tərkibi 5%-li limon və 1%-li askorbin turşularının qarışıq məhlulundan ibarətdir. 15 dəqiqədən sonra göy rəngli kompleksin =656-680 nm həddində kolorimetrdə optiki sıxlığı təyin edilir. Sonra SiO₂ təyininə rəng dəyişməsinə (filtratın rəngini) nəzərə alan müvafiq düzəliş

edilir.

Hazırlanmış filtratın rəngi açıq olduqda durulaşdırmağa ehtiyac yoxdur. Bu halda SiO₂ miqdarını təyin etmək üçün sadələşdirilmiş düsturdan istifadə edilir:

$$\text{SiO}_2 = \frac{V \cdot C}{V_1} \text{mq/l} \quad (2)$$

V- qatılığı məlum standartın həcmi, ml
V₁- analiz üçün götürülən filtratın həcmi, ml

C – qrafikdən təyin edilmiş SiO₂ miqdarı, mq/l

Qazılan quyularda qazıma yüksək temperatur şəraitində aparılır. Apardığımız tədqiqatlardan müəyyən olunmuşdur ki, temperatur artdıqca filtratda SiO₂ miqdarı artır. Bu artımı verilmiş cədvəldən aydın görmək olur.

Beləliklə, qazıma məhlullarının tünd rəngli filtratlarında rəngi nəzərə almaqla bir çox elementləri bu üsulla təyin etmək olar. Bu da öz növbəsində böyük həcmli, uzun müddətli analizlərin aparılmasında vaxta qənaət etməyə imkan verir. Bundan əlavə, gələcəkdə silikat tipli məhlulların filtratında fotokolorimetrik üsulla SiO₂ təyin etməklə silisiumun optimal miqdarını müəyyən etmək olar.

Ədəbiyyat

1. Бабко А.К, А.Т.Полипенко А.Т, Пятницкий И.В, Рябушко С.П.Физико-химические методы анализа, Москва, Высшая школа, 1968.-335 с.
2. Попов Н.П, Столярова И.А. Химический анализ горных пород и минералов, М.: Недра, 1974,-244 с
3. ГОСТ 5382 – 98. Методы химического анализа цемента, М. : Стандарты, 1998.

№	Məhlulun adı	Saxlama müddəti, saat	Temperatur, °C	Filtratın rəngini nəzərə almaqla D,nm	SiO ₂ miqdarı, mq/l
1.	KMS və FXLS ilə işlənmiş bentonit məhlulu	1	20	0,215	42
		20	140	0,210	101
2.	KMS və FXLS ilə işlənmiş kaolinit məhlulu	1	20	0,205	38
		20	140	0,315	59

Фотокolorиметрический метод химического анализа по определению окиси кремния в темно-окрашенных фильтрах бурового раствора.

Ш.С. Байрамова, Ш.М.Худиева

Резюме

При бурении нефтяных и газовых скважин необходим постоянный контроль параметров и фильтрата бурового раствора. Как известно, показатели качества регулируются с помощью различных химических реагентов, причем многие из них густо окрашивают фильтраты буровых растворов, что в свою очередь затрудняет проведение анализа фотокolorиметрическим методом. Данная статья дает возможность учитывать влияние окраски анализируемого фильтрата бурового раствора, позволяет значительно ускорить процесс и уменьшить трудоемкость проведения анализа фотокolorиметрическим методом. Кроме того данную работу предлагается использовать при определении содержания окиси кремния в фильтрах растворов силикатного типа, для этого используется аммоний молибдат и восстановитель аскорбино—лимонная кислота.

Photocolorimetric method of chemical analysis on silicon oxide determination in dark-coloured drilling mud filtrates solution

Sh.S.Bairamova, Sh.M.Khudieva

Summary

At oil and gas wells drilling regular control of parameters and drilling mud filtrates is necessary. As it is known, quality indices are controlled by means of different chemical reagents, and drilling mud sulphates are densely coloured by many of them, that in its turn makes difficulties at photocolorimetric analysis.

Given article allowed taking into account influence of analyzed drilling mud colour, considerably accelerating the process and decreasing labour-consuming character of photocolorimetric analysis conducting method.

Besides, it is suggested to use this work at silicon oxide content determination in silicon type filtrates solution. For this purpose ammonium molybdate and reducer – ascorbic and citric acid is used.

НИЖНЯЯ ЦЕМЕНТИРОВОЧНАЯ ПРОБКА**Э.М.Сулейманов, Н.С.Гамидов***(ИНИ ГНКАР)*

С целью предотвращения смешения буровых и цементных растворов внутри обсадных колонн необходимо применять нижние разделительные пробки [1]. Нижние пробки уменьшают продольное смесеобразование внутри колонны под действием гравитационных факторов и диффузий, а также в процессе выхода контактирующих жидкостей в затрубное пространство.

Помимо перечисленного, одним из главных недостатков процесса цементирования без нижних пробок является возможность сильного загрязнения наиболее ответственной последней порции цементного раствора остатками бурового раствора, которые не успевают вымыться тампонажной смесью со стенок колонны. Эти остатки удаляются продавочной цементировочной пробкой.

Без нижней пробки буровой раствор впоследствии удаляемый верхней пробкой [2] будет скапливаться под верхней пробкой и может заполнить до 5-10м обсадной колонны диаметром 139,7 мм и 177,8 мм, спущенной на глубину 2000-2500м, если пленка бурового раствора на стенке обсадной колонны имеет толщину всего 0,8 мм.

Цель данной работы - обеспечение разделения на нижнем уровне цементного и бурового растворов, турбулизации цементного раствора и повышение технологичности изготовления.

На рис. 1 показана цементировочная пробка, разрез в осевой плоскости, 4 вид сверху, на рис.2- схема работы пробки

Пробка содержит (рис.1) цельнорезиновый корпус 1 с верхними и нижними уплотнительными манжетами 2, коническим сужающимся по направлению потока цементного раствора центральным каналом

3 и днищем 7. В слой резины днища 4 загумирована посадочная пластмассовая шайба 5. На стенках канала 3 имеются открытые вверх в его полость прорезы 6, симметрично расположенные в горизонтальной плоскости. Угол наклона прорезей 6 от оси пробки равен углу α конусности канала 3, а глубина их - не более радиуса канала 3. За счет прорезей 6 на стенках канала образуются виброэлементы 7. Днище 4 выполнено разрушаемым при посадке пробки на упорное кольцо.

Пробка работает следующим образом (рис.2).

После спуска в скважину 3 обсадной колонны 4 с упорным кольцом 9 на конце колонны, устанавливаются в колонне цементировочную пробку 2, которая в процессе движения разделяет буровой раствор 5 и цементный раствор 1, закачиваемый в обсадную колонну. При этом уплотнительные манжеты 8 предотвращают взаимопроникновение и смешение растворов, а передача силы давления на дно канала 6, в головную часть пробки, делает устойчивым ее движение в колонне 4. При этом течения в канале 6 пробки, нет, так как слой резины днища рассчитан на срез (или разрыв) при подъеме давления до уровня не менее, чем величина давления стоп-сигнала.

В момент посадки пробки на упорное кольцо 9 давление на устье скважины начинает резко повышаться. Слой резины днища срезается (прорывается) и поток цементного раствора проходит через центральный канал 6 пробки в заколонное пространство скважины 3, упругие виброэлементы 7 отклоняются внутрь канала 6, где совершают упругие виброколебания в области от стенки канала до его оси, вызы-



Рис. 1. Нижняя цементировочная пробка

вая турбулизацию потока цементного раствора. Это способствует улучшению надежности разобщения пластов и крепления низа колонны за счет повышения степени замещения бурового раствора цементным в заколонном пространстве скважины и у нижнего конца обсадной колонны, работающего в наиболее сложных условиях при последующем углублении скважины.

Таким образом, предлагается новая конструкция нижней цементировочной пробки, содержащая цельнорезиновый корпус с верхними и нижними уплотнительными манжетами, центральным каналом и днищем, отличающаяся тем, что с

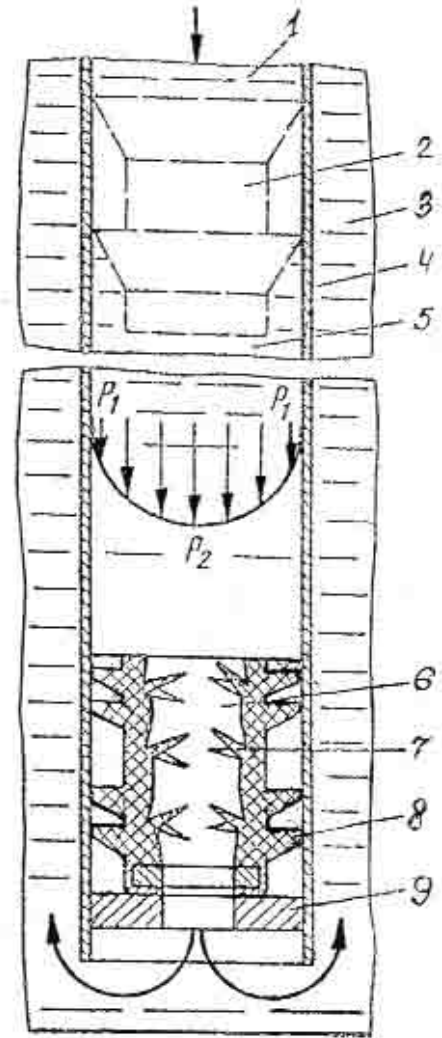


Рис.2. Схема работы пробки

целью разделения цементного и бурового растворов на нижнем уровне, турбулизации цементного раствора и повышения технологичности изготовления, она снабжена посадочной шайбой, размещенной в слое резины днища, которое выполнено разрушаемым при посадке цементировочной пробки в рабочее положение, при этом центральный канал выполнен в виде сужающегося по направлению потока цементного раствора конуса и имеет симметричные в горизонтальной плоскости открытые вверх прорезы, угол наклона которых от оси цементировочной пробки равен углу конусности центрального кана-

ла, а глубина – не более радиуса последнего.

Принципиальная конструкция пробок с гидродинамической стабилизацией является идеальной конструкцией и верхней пробки, но с учетом специфики эксплуатации. Конструкция нижней пробки отличается от верхней тем, что вертикальный канал имеет большую ширину и глубину (через эту пробку, после ее просадки должны пройти десятки м³ объема цементного раствора в затрубное пространство). Разрыв резиной мембраны нижней разделительной цементировочной пробки толщиной около 10мм (с тонкой круговой фаской) достигается при перепаде давлений порядка 5-7 МПа.

Литература

1.Э.М.Сулейманов, Т.К.Аливерди-заде. Организация промышленного выпуска и внедрение цементировочных цельно-резиновых пробок в Миннефтепроме, Мингазпроме, Мингео СССР. –Тр.АзНИПИ-нефть, 1988, с. 41-44.

2. Well Cementing. Second Edition. Editors E. Nelson, D. Guillot. Sugar Land, Texas, 77478, 2008., p.379.

Alt sementləmə tıxacı

E.M.Süleymanov, N.S.Həmidov

Xülasə

İşin məqsədi, sement və qazıma məhlullarının aşağı səviyyədə bölünməsinə təmin edən, aşağı ayırıcı sementləmə tıxaclarının konstruksiyalarını yaratmaq, sement məhlulunun turbulizasiyası və hazırlanma texnologiyasını artırılmasıdır. Ona görə də alt və üst bərkidici manjetləri mərkəzi kanalı və dibi olan bütövrezinli korpusdan ibarət olan sementləmə tıxacı işlənmişdir. Bu konstruksiya digərlərindən onunla fərqlənir ki, aşağı səviyyədə sement və qazıma məhlul-

larının ayrılması, sement məhlulunun turbulizasiya və hazırlanma texnologiyasının artırılması məqsədilə o, dib rezini qatında yerləşdirilmiş enmə şaybası ilə təchiz edilmişdir. Bu işlək vəziyyətdə sementləmə tıxacının enməsi zamanı parçalanma yerinə yetirilmişdir. Bu zaman mərkəzi kanal, konusun sement məhlulu axını istiqamətində daralan şəkildə olur, onun yuxarı kəsimlə açıq horizontal və simmetrik səthliyi var. Sementləmə tıxacının oxundan əyilmə bucağı mərkəzi kanalın konusluq bucağına bərabərdir, dərinliyi isə onun radiusundan çox deyil.

The bottom cementing plug

E. M. Suleymanov, N. S. Hamidov

Summary

The purpose of the work is to create bottom dividing plug ensuring of separation of cement slurry and drilling mud, turbulization of cement slurry and increase of manufacturing technology. Therefore the cementing plug of rubber frame with the top and bottom collar, the central channel and the bottom was developed. This design differs from others by existence of plain washer situated at the bottom rubber layer; it ensures the separation of cement slurry and drilling mud at the bottom level, turbulization of cement slurry and increase of manufacturing technology. During the functioning, the breaking down is implemented while the cementing plug lowers. By that time the central channel is narrow on a direction of a stream of cement slurry, it is horizontal and symmetric at the top section. The inclination angle of cementing plug axis equals to conic angle of the central channel and the depth is no more than its radius.

NEFT VƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ İSTİSMARI

УДК 553.98.622.276.556.3

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОД САНГАЧАЛЬСКОГО ТЕРМИНАЛА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ І ГОРИЗОНТА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МИШОВДАГ

У.Ш.Мехтиев, Ф.М.Гаджиев, Р.М. Эфендиева, Н.А.Атакишиева

(ИНИ ГНКАР)

При законтурном и внутриконтурном заводнении залежей из-за взаимодействия закачиваемой воды с пластовой могут протекать процессы, отрицательно влияющие на разработку. Поэтому важно проведение гидрохимических исследований с целью предотвращения негативных явлений, возможных при заводнении нефтяных пластов. Вследствие изменения исходных физических и химических условий происходит выпадение осадков в результате некоторых химических реакций, разбухание глинистых компонентов пород под воздействием закачиваемой воды, образование H_2S , асфальтенов, нефтяных эмульсий при контакте нефтей с закачиваемыми водами и т.д., что ведет к снижению приемистости пласта и выводу из строя скважин.

В результате нарушения карбонатного равновесия в растворе при смешивании вод с разным содержанием растворенного HCO_3^- , CO_3^{2-} и CO_2 также осаждаются $CaCO_3$, $MgCO_3$.

По А.А.Карцеву и М.А.Никанорову (1983), в результате взаимодействия с нефтью сульфатсодержащих закачиваемых вод при участии занесенных ими сульфатвосстанавливающих бактерий при благоприятных геотермических условиях наблюдается образование H_2S по схеме:



Сероводород служит причиной интенсивной коррозии металла и цемента (Мехтиев Ш.Ф. и др., 1975).

Для предотвращения негативных последствий при заводнении нефтяных пластов важно учитывать гидрогеохимические качества закачиваемых вод. При невозмож-

ности удовлетворительного выбора необходимо проектирование мер по специальной подготовке имеющихся вод. В водах, предполагаемых для закачки в нефтяные пласты, предварительно определяется количество взвешенных и слаборастворимых (включая коллоиды) веществ с учетом проницаемости, размеров пор и трещин, соотношение давлений (нагнетаемого и пластового) и т.д.

Для определения химической совместимости закачиваемой воды с пластовой и прогноза выпадения солей необходимо проведение лабораторных моделирований смешивания вод и соответствующих расчетов. Таким методом возможно прогнозирование масштабов снижения проницаемости пород и пробкообразование в скважинах.

Если выбор вод для закачки в пласты ограничен, а имеющиеся воды не отвечают требованиям к их качеству, необходима специальная подготовка вод перед закачкой, т.е. очистка их от взвешенных и эмульгированных частиц и стерилизация.

Физико-химическая характеристика вод Сангачальского терминала.

С целью изучения физических свойств и химического состава воды 08.05.2008 года были отобраны пробы из фильтрационного устройства и водосборного резервуара Сангачальского терминала.

По результатам анализов (табл.1) видно, что воды сильнощелочные, согласно классификации В.А.Сулина они гидрокарбонатно-натриевые (ГКН), минерализация воды из резервуара – 36.5, из фильтра – 35.9 г/л.

Сравнение результатов химических анализов обеих проб вод показывает, что

состав их практически одинаков. Согласно этим результатам, содержание ионов Ca^{2+} , $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ и $\text{HВ}_4\text{O}_7^-$ полностью (100%) совпадает. Незначительная разница в количестве ионов Cl^- , SO_4^{2-} и $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ связана с условиями добычи, сбора и хранения вод. При проведении лабораторных исследований была использована вода из резервуара, предназначенная для заводнения.

Физико-химическая характеристика вод объекта заводнения I горизонта продуктивной толщи месторождения Мишовдаг.

Для изучения гидрогеохимической характеристики I горизонта ПТ южной части юго-восточного крыла месторождения Мишовдаг были отобраны пробы и произведен анализ вод из действующих скважин 856, 858, 860, 864, 867, 897 (табл. 1).

Минерализация всех исследуемых вод, за исключением воды из скважины 897 изменяется в пределах 22,3-31,0 г/л и относятся к хлоркальциевому (ХК) типу по классификации В.А.Сулина. Концентрация основных компонентов этих вод (мг/л) изменяется в пределах: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - 6765-10337; Ca^{2+} - 634-1346; MgM - 193-530; Cl^- - 12764-18763; SO_4^{2-} - 0; $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ - 117-820; RCOO^- - 51-469; $\text{HВ}_4\text{O}_7^-$ -18-160; первая соленость (S1) – 77,98-84,40, вторая соленость (S2)-12,46-17,34, вторая щелочность (A2) – 0,62—4,68%-экв, коэффициент rNa/rCl - 0,82-0,87.

Минерализация воды, отобранной из скв.897, расположенной вблизи тектонического нарушения - 8,2 г/л, концентрация основных компонентов химического состава в несколько раз меньше, что не соответствует водам I горизонта ПТ других исследуемых скважин данного тектонического блока.

На основании результатов химических анализов вод из скважин 856, 858, 860, 864, 867 и других близлежащих скважин составлены карты минерализации и распределения компонентов химического состава пластовых вод по площади (рис. 1).

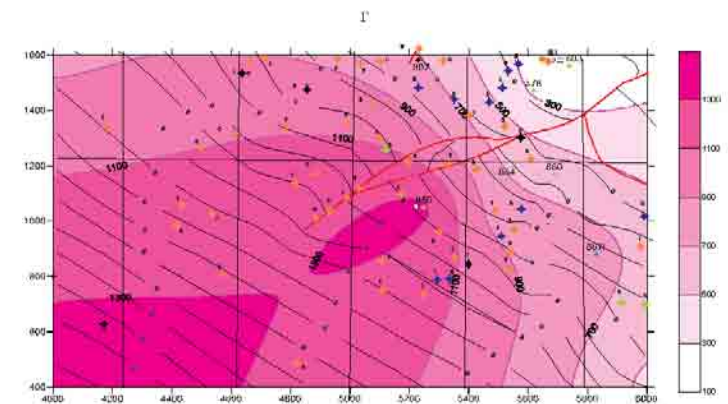
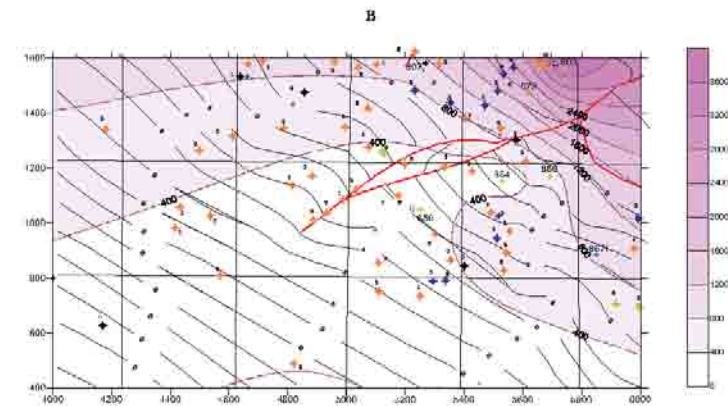
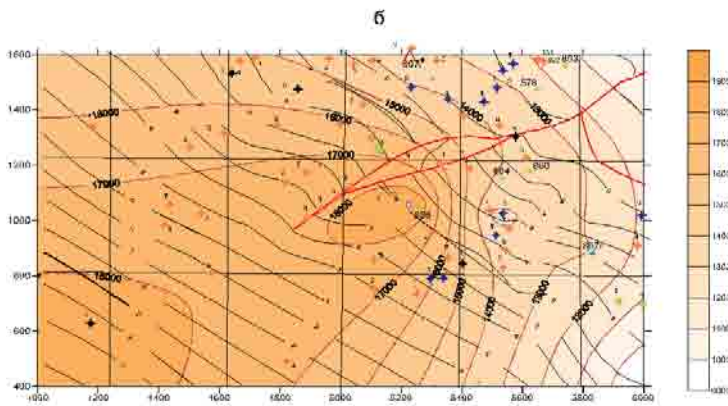
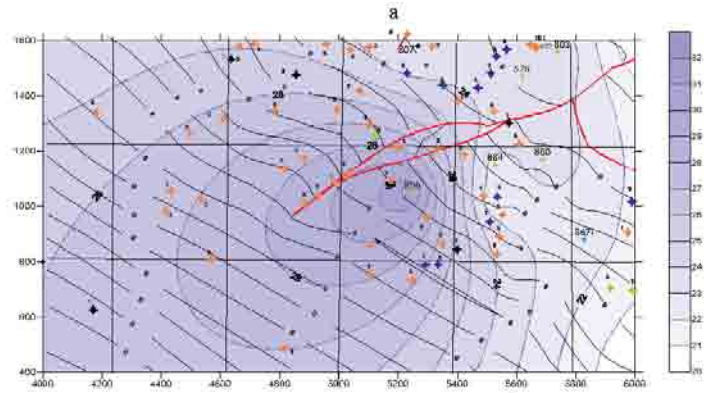
Составленные карты показывают, что на исследуемой площади наиболее минерализованные воды распространены вокруг

скважины 856; от запада, где расположена данная скважина, к востоку минерализация вод снижается от 31 г/л до 21 г/л (рис.1а). Распределение концентрации иона хлора по площади полностью соответствует изменению минерализации воды (рис.1б). Наиболее высокая концентрация суммы ионов гидрокарбонатов и карбонатов (1600-2000 мг/л) была отмечена на северо-востоке исследуемого участка, уменьшаясь в юго-западном направлении до 200-400 мг/л (рис.1в). Концентрация иона кальция распределяется в обратном направлении, относительно концентрации суммы ионов гидрокарбонатов и карбонатов. Наиболее высокое содержание Ca^{2+} обнаружено на юго-западе площади, в северо-восточном направлении оно уменьшается до 200 мг/л (рис.1г). Высокое содержание иона магния установлено в центральной части площади - в зоне расположения скв.858, которое уменьшается в северо-восточном и юго-западном направлениях .

Согласно данным, представленным ОК «Карасу», в I горизонт продуктивной толщи месторождения Мишовдаг закачивается в сутки 1822,0 м³ попутной воды ОК «Ширванойл» и 7487,1 м³ попутной воды ОК «Карасу», что составляет 9309,1 м³/сут. Таким образом, ≈20% воды, закачиваемой в I горизонт продуктивной толщи месторождения Мишовдаг, приходится на долю ОК «Ширванойл», ≈80% - ОК «Карасу».

В лаборатории был произведен химический анализ проб попутных вод ОК «Ширванойл», «Карасу» и их смеси в соотношении 20:80%, используемых для закачки месторождения Мишовдаг. По результатам анализов эти воды ХК типа. Минерализация попутных вод «Ширванойл» 20,5г/л, концентрация основных компонентов (мг/л): $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - 6131; Ca^{2+} - 950; Mg^{2+} - 482; Cl^- - 12253; SO_4^{2-} - 0; $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ - 373; RCOO^- - 263; $\text{HВ}_4\text{O}_7^-$ -71. Первая соленость (S1) – 75,26, вторая соленость (S2)-22,34, вторая щелочность (A2) – 2,40%-экв, коэффициент rNa/rCl - 0,77.

Минерализация попутных вод ОК «Карасу» - 23,7г/л, концентрация основных



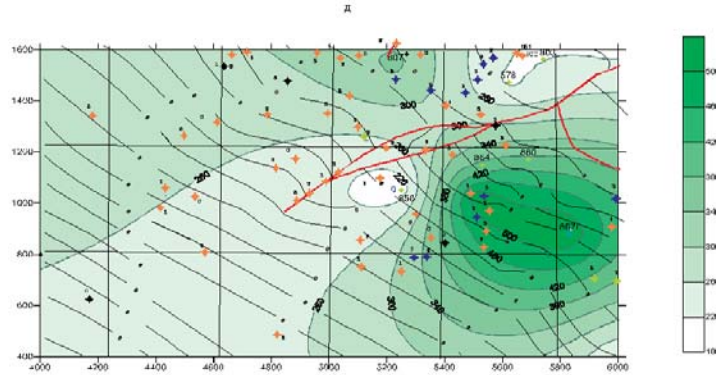


Рис.1. Карта распределения содержания иона в пластовых водах I горизонта ПТ южной части юго-западного крыла месторождения Мишовдаг (15.05.2008)

а – минерализация; б – Cl⁻; в – HCO₃²⁻; г – Ca²⁺; д – Mg²⁺

компонентов (мг/л): Na⁺+K⁺ - 7343; Ca²⁺ - 634; Mg²⁺ - 627; Cl⁻ - 13657; SO₄²⁻ - 0; HCO₃⁻+CO₃²⁻ - 825; RCOO⁻ - 475; HВ4O7⁻ - 124. Первая соленость (S1) – 79,24, вторая соленость (S2) - 6,36, вторая щелочность (A2) – 4,40%-экв, коэффициент rNa/rCl - 0,83.

Таким образом, хотя попутные воды обоих ОК близки по минерализации и химическому составу и относятся к хлоркальциевому типу по классификации В.А.Сулина, между ними отмечаются и некоторые различия.

Минерализация смешанной попутной воды ОК «Карасу» с попутной водой «Ширванойл» в соотношении 20:80%, представленной ХК типом, составляет 22,4 г/л; концентрации основных компонентов (мг/л): Na⁺+K⁺ - 6812; Ca²⁺ - 792; Mg²⁺ - 530; Cl⁻ - 12892; SO₄²⁻ - 0; HCO₃⁻+CO₃²⁻ - 729;

RCOO⁻ - 309; HВ4O7⁻ - 307, коэффициент rNa/rCl - 0,92.

На основе проведенных гидрогеологических и гидрохимических исследований можно утверждать, что минерализация и химический состав вод из скважин 858, 860, 864, 867 (табл. 1), расположенных на исследуемом участке месторождения Мишовдаг, близки между собой и соответствуют минерализации и химическому составу закачиваемой в пласт попутной воды.

Сравнительный анализ составленных гидрохимических карт (рис.1) с химическим составом и объемом распределения закачиваемой в I горизонт продуктивной толщи воды (рис.2), доказывает, что выявленные гидрохимические закономерности являются результатом заводнения пласта попутной водой.

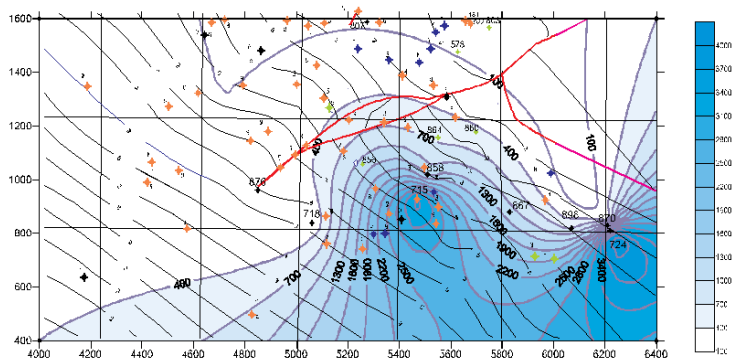


Рис.2. Карта распределения объема закаченной попутной воды в I горизонт ПТ южной части юго-западного крыла месторождения Мишовдаг за 2003-2008 г.г., м³

Определения стабильности смешанных в различных соотношениях вод Сангачальского терминала и объектов разработки месторождения Мишовдаг.

С целью определения стабильности растворов были произведены химические анализы смеси вод из Сангачальского терминала с водами из скважины 856, принятой нами за характерную для исследуемого тектонического блока, I горизонта ПТ месторождения Мишовдаг в различных процентных отношениях, Сангачал: Мишовдаг, соответственно: 20%:80%, 40%:60%, 50%:50%, 60%:40%, 80%:20%. Результаты лабораторных исследований приведены в табл.5. Результат химического анализа смеси воды из Сангачальского терминала с пластовой водой месторождения Мишовдаг в соотношении 20%:80% показал, что она относится к ХК типу, минерализация равна 31,6г/л, концентрация основных компонентов (мг/л): $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - 10553; Ca^{2+} - 871; Mg^{2+} - 241; Cl^- - 16976; SO_4^{2-} - 131; $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ - 2316; RCOO^- - 366; NH_4O_7 - 107. Первая соленость (S1) - 87,88, вторая соленость (S2) - 4,23, II щелочность (A2) - 7,89%-экв, коэффициент rNa/rCl составляет 0,96.

Минерализация смесей этих вод в соотношениях 40%:60%, 50%:50%, 60%:40%, 80%:20% изменяется в пределах 30,7-35,5 г/л, они представлены ГКН типом. Концентрация основных компонентов этих вод (мг/л) изменяется в пределах: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - 10200 - 11825; Ca^{2+} - 79 - 713; Mg^{2+} - 48 - 193; Cl^- - 13275 - 15062; SO_4 - 263 - 530; $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ - 3345 - 7381; RCOO^- - 738 - 1845; NH_4O_7 - 195 - 488. Первая соленость (S1) - 73,75-87,53, I щелочность (A1) - 2,79 - 24,74%-экв, коэффициент rNa/rCl - 1,05-1,37.

Смеси различных соотношений вод Сангачальского терминала и I горизонта ПТ месторождения Мишовдаг изучаемого тектонического блока нестабильны. Так наблюдается разница между содержанием отдельных компонентов этих смесей, определенных химическим анализом и рассчитанных математическим методом. Особенно важное значение имеет разница в содержании

щелочноземельных металлов, особенно Ca^{2+} , и анионов $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$, которые соединяясь образуют нерастворимую соль - $\text{CaCO}_3 + \text{MgCO}_3$ в смеси (рис.3).

Заключение о возможности использования вод Сангачальского терминала для закачки и объекты разработки месторождения Мишовдаг.

Согласно устным сообщениям, полученным из ОК «Карасу», предусмотрено закачивание ежедневно 300-500м³ вод Сангачальского терминала в I горизонт ПТ месторождения Мишовдаг. Если и в будущем в этот объект будет закачиваться ежедневно 9323м³ попутных вод («Ширванойл» + «Карасу»), соотношение их смесей с водами Сангачальского терминала составит 3,85%:96,15% и 5,6%:94,4%. Концентрация основных компонентов химического состава как пластовой воды I горизонта продуктивной толщи месторождения Мишовдаг, так и попутной воды, закачиваемой в I горизонт продуктивной толщи отличаются от концентрации этих компонентов в воде Сангачальского терминала. Смесей вод Сангачальского терминала с попутной водой «Карасу»-«Ширванойл» в соотношениях 3,85%:96,15%, 5,6%:94,4% и 20%:80%, соответственно представлены хлоркальциевым типом по классификации В.А.Сулина. Остальные смеси (40%:60%, 50%:50%, 60%:40%, 80%:20%) относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу и значительно отличаются как по содержанию компонентов, так и по химическому составу от пластовой и попутной вод.

В смесях различных соотношений воды Сангачальского терминала с пластовой водой I горизонта ПТ месторождения Мишовдаг и попутной водой «Ширванойл» - «Карасу» (20%:80%) количество возможно образуемых солей в г/л, рассчитанное по правилу Фрезениуса, дано в табл. 9 и 10, соответственно.

Основную часть различных солей в смесях пластовой воды месторождения Мишовдаг и воды Сангачальского терминала, предусмотренной для заводнения, составляет сильно растворимая в воде NaCl . В

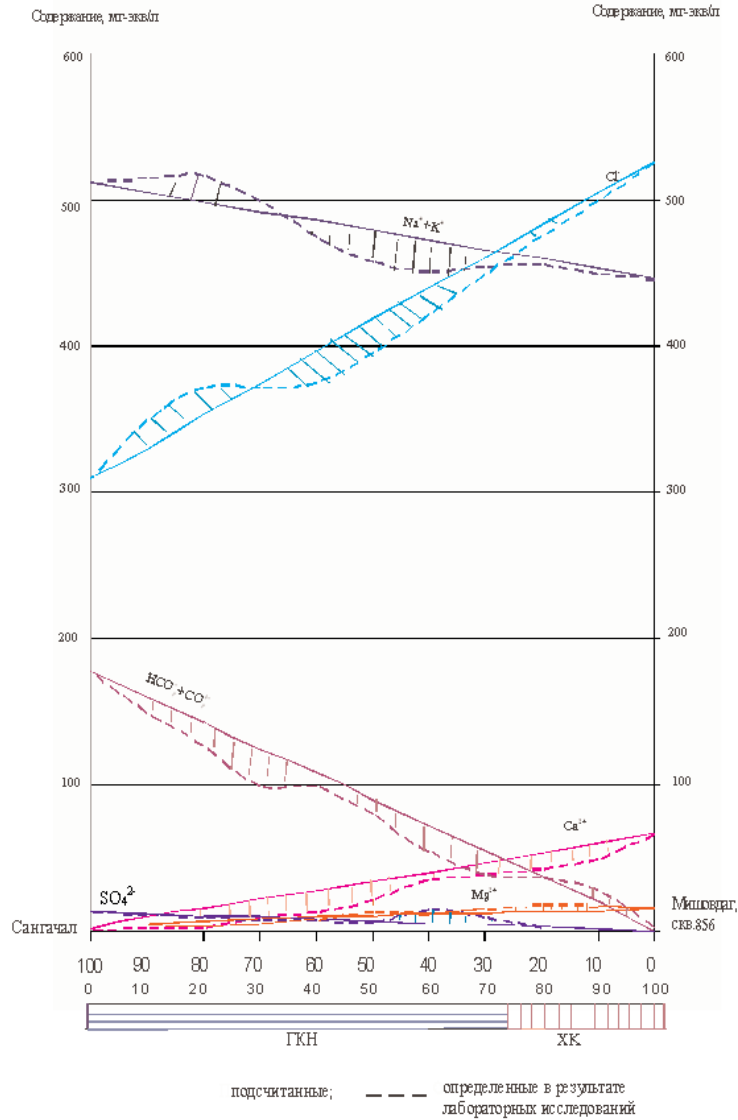


Рис. 3. График изменения содержания химических компонентов в смеси пластовой воды из I горизонта ПТ южной части юго-западного крыла месторождения Мишовдаг и закачиваемой попутной воды

20%:80%, 40%:60% и 50%:50%-ных смесях Ca(HCO₃)₂ распадается с образованием практически нерастворимой соли CaCO₃.

Количество CaCO₃ в этих смесях составляет 1907, 1466,3 и 1194,7 мг/л. В 40%:60%, 50%:50% и 60%:40%-ных смесях Mg(HCO₃)₂ распадается, образуя нерастворимую в воде MgCO₃. Количество осажденного MgCO₃ составит, соответственно, 495,6, 659,5 и 330,6 мг/л. В таком случае из смесей предположительно закачиваемых 300м³ вод Сангачальского терминала с пластовой воды осаждается 149; 197,9 и 99,2 кг MgCO₃ в день. Количество же CaCO₃ в

смеси 20%:80% составит 572,1 кг, в смеси 40%:60% - 439,9 кг, в смеси 50%:50% - 358,4 кг в день (рис.3). В вышеуказанных смесях сумма возможно осаждаемых солей CaCO₃ и MgCO₃ предположительно составит: в 20%:80%-ной смеси 572,1 кг/день, в 50%:50%-ной – 556,3, в 60%:40%-ной – 99,2 кг/день.

Как было отмечено, в настоящее время в I горизонт ПТ месторождения Мишовдаг закачивается 20:80%-ная смесь попутных вод ОК «Ширванойл» и ОК «Карасу». В 3,85%:96,15%, 5,6%:96,4% и 20%:80%-ных смесях этой воды с водой

Сангачальского терминала рассчитанное количество $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, соответственно, составляет 832, 672 и 1335 мг/л. Количество же образованных в результате их распада солей CaCO_3 составит, соответственно, 515,8, 416,6 и 827,7 мг/л.

Таким образом, если в I горизонт ПТ месторождения Мишовдаг будет закачено 300 м³ воды Сангачальского терминала, то возможное количество оседающего из смесей CaCO_3 составит 154,7кг/день, при закачивании 500 м³ воды – 225 кг/день, при закачивании 1900-2000 м³ воды ~2500 кг/день.

В смеси вод Сангачальского терминала с попутной водой «Карасу» в соотношениях 20%:80% содержание SO_4^{2-} , определенное в результате химического анализа, на 102 мг/л меньше, чем рассчитанное его содержание, что показывает на возможность образования различных соединений серы, особенно H_2S . Если учесть, что с 300 м³/сут. воды из Сангачальского терминала, предусмотренной для заводнения I горизонта продуктивной толщи месторождения Мишовдаг, с концентрацией SO_4^{2-} - 657 мг/л, то в этот объект ежедневно будет введено 197,1 кг, а если 500 м³/сутки, то 328 кг сульфатного иона, что в пластовых благоприятных термических условиях, с участием углеводородов приведет к восстановлению сульфатов и образованию большого количества HS^- и H_2S .

Безусловно, CaCO_3 , оседающий в I горизонте ПТ месторождения Мишовдаг, значительно снизит его пористость и проницаемость (или полностью закупорит) и в итоге окажет отрицательное воздействие на разработку.

Проведенные исследования показывают, что при заводнении I горизонта ПТ месторождения Мишовдаг водой из Сангачальского терминала в объеме 300 м³ в сутки произойдет осаждение 154,7 кг/сут. или 56,5 т в год CaCO_3 ; если объем воды из Сангачальского терминала для заводнения возрастает и составит примерно 20% закачиваемой в I горизонт вод, количество осадка CaCO_3 может достигать 912,5 т в

год.

Осаждение CaCO_3 в I горизонте продуктивной толщи месторождения Мишовдаг при заводнении его водами из Сангачальского терминала приведет к значительным уменьшениям пористости и проницаемости, что окажет отрицательное влияние на эффективность разработки залежи.

Со временем объем воды из Сангачальского терминала для заводнения залежи I горизонта продуктивной толщи месторождения Мишовдаг может возрастать и обусловить осаждение в пласте других солей (MgCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 и др.) и соединений.

Если для заводнения залежи I горизонта месторождения Мишовдаг использовать воды из Сангачальского терминала с относительно высокой концентрацией SO_4^{2-} - 657 мг/л, то в пласте могут образовываться различные соединения серы, особенно HS^- , H_2S , коррозия трубок и другое нефтепромысловое оборудование.

Основываясь на вышеизложенном, не рекомендуется использовать воды из Сангачальского терминала для заводнения залежи нефти I горизонта продуктивной толщи месторождения Мишовдаг ОК «Карасу».

Литература

1. Ахундов А.Р., Мехтиев У.Ш. Результаты экспериментального изучения смешивания вод, различных по минерализации и составу. Труды АЗНИИ ВП, выпуск IV. «Вопросы комплексного использования и охраны водных ресурсов» Баку.1974.
2. Ахундов А.Р., Буряковский Л.А. Новый графический метод определения соотношения объемов и составов смешивающихся вод.. АНХ, №8, 1965.
3. Ахундов А.Р., Гезалов Ф.А. К графо-аналитическому методу определения смеси двух вод. ДАН Азерб. ССР, т. XX, №1, 1964.
4. Батулин В.П. Генезис продуктивной толщи Апшеронского полуострова и

соседних районов. Межд.геол.конгресс, тр.ХVIII сессии, том IV, 1937.

5. Игнатович Н.К. К вопросу о гидрогеологических условиях формирования и сохранения нефтяных залежей. ДАН, т.49, №5,1945.

6. Исмаилов К.А., Тагиев Э.А. Продуктивная толща Нижнекуринской впадины и Бакинского архипелага. Изд. Элм, Баку, 1972.

7. Мехтиев Ш.Ф., Рачинский М.З. Ахундов А.Р. К вопросу о причинах гидрохимической инверсии в продуктивной толще. ДАН Азерб.ССР. т. XXII, №9, 1966.

8. Мехтиев Ш.Ф., Ахундов А.Р., Ворошилов Е.А. Влияние искусственного заводнения на гидрохимию нефтяного пласта. Изд. Маариф, Баку, 1969.

9. Самедов Ф.И., Буряковский Л.А. Нефтяная гидрогеология Апшеронского архипелага. Азернешр, 1966.

Səngəçal terminalı suyunun Mişovdağ yatağında məhsuldar qatın I horizontuna vurulmasının mümkünlüyü haqqında

Ü.Ş.Mehdiyev, F.M.Nasıyev,
R.M. Əfəndiyeva, N.Ə.Atakişiyeva

Xülasə

Məqalədə Səngəçal terminalı suyunun Mişovdağ yatağının işlənmə obyektlərinə vurulmasının mümkünlüyünün tədqiqatı zamanı ənənəvi hidrokimyəvi üsullardan, laboratoriya şəraitində hidrokimyəvi proseslərin öyrənilməsi məqsədilə sınaqların keçirilməsindən, hidrokimyəvi modelləşdirmədən və müvafiq kompyuter proqramlarından isti-

fadə olunmuşdur.

Aparılmış elmi-tədqiqat işi göstərir ki, Səngəçal terminalı suyu Mişovdağ yatağında MQ-nin I horizontuna vurularsa layda xeyli miqdarda CaCO_3 və MgCO_3 duzları çökər ki, bu da işlənmənin səmərəsini azaldar. Ona görə də, Mişovdağ yatağında MQ-nin I horizontunun işlənməsinin səmərəsini azaltmaq üçün ona Səngəçal terminalı suyunun vurulması məqsəduyğun hesab edilə bilməz.

About the possibility of injection of Sangachal terminal water to the I horizon of productive layer of Mishovdagh field

U. Sh. Mehdiyev, F. M. Hadjiyev,
R. M. Efendiyeva, N. A. Atakishiyeva

Summary

The traditional hydrochemical methods, permeability of signals in laboratory condition for learning of hydrochemical processes, hydrochemical modeling and appropriate software were used during the research of possibility of Sangachal terminal water injection to development objects of Mishovdagh field.

The conducted researches show that if Sangachal terminal water is injected into the I horizon of PL in Mishovdagh field, great amount of CaCO_3 and MgCO_3 may settle and it may decrease the productivity. So it is not expedient to inject Sangachal terminal water in order not to decrease productivity of the I horizon of PL in Mishovdagh field.

QUYU PROFİLİ VƏ NATAMAMLIQ DƏRƏCƏSİNİN MƏHSULDARLIĞA TƏSİRİNİN TƏDQIQI

Q.Ə. Məmmədov, M.N.Vəliyev, S.F.Musayev, G.H. Həmidova

(ARDNŞ-nin ETİ)

Neft yataqlarının dəniz şəraitində işlənməsinin layihələndirilməsi zamanı quyuların şaquli, maili və üfüqi istiqamətlərdə qazılması hidrotexniki qurğuların istismar müddəti ilə məhdudlaşdırılır. Buna görə təklif olunan quyu şəbəkəsinə əsasən maili quyu profilini elə layihələndirmək lazımdır ki, onun istismarı texnoloji və iqtisadi cəhətdən daha səmərəli olsun, bununla bərabər çox dərin olmayan neft yataqlarında fontan müddəti bitdikdən sonra layların mexanikləşdirilmiş üsullarla işlənməsini davam etdirmək və qalıq neft ehtiyatını hasil etmək mümkün olsun. Buna görə quyunun profilindən və mənimsənilməsindən (perforasiya dəliklərinin sıxlığından, əyilmə bucağından və quyu lüləsinin uzunluğundan) asılı olaraq məhsuldarlığın və layların neftveriminin yüksəldilməsinə təsir edən amillərin (skin-effekt) tədqiqi, quyudibi zonada əmələ gələn mürəkkəbləşmələrin yayılma radiusunun təyini geoloji-texniki tədbirlərin düzgün aparılması üçün əsas şərtidir.

Quyu profilindən asılı olaraq istismar xərcləri də dəyişir. Fontan üsulu ilə istismar olunan quyularda neft lay və neftdən ayrılan qaz enerjisi hesabına alınır. Lakin mexaniki üsullara keçdikdə istismar xərcləri çoxalır, çünki nefti yer səthinə qaldırmaq üçün əlavə enerji (qazlift, dərin. nasosu və s) tətbiq etmək lazım gəlir. [1] işində quyu lüləsinin laya daxil olma bucağından asılı olaraq istismar xərclərinin artması tədqiq olunur. [2] işində açılma dərəcəsinə və xarakterinə görə natamam şaquli, maili və üfüqi quyulara maye və qazın axınına perforasiya dəlikləri sayının (süzgəcin uzunluğunun 1 metrinə düşən dəliklərin sayının) təsiri öyrənilir. [3, 4] işlərində şaquli quyunun dib zonasında əmələ gələn əlavə müqavimətin (skin-effektin) məhsuldarlığı və

çirklənmə zonası radiusunun tapılmasına baxılır.

Son illərdə dəniz neft yataqlarında (Neft Daşları, Gunəşli, Səngəçal-Duvannı-Xərə Zirə adası, Darwin bankası, Qum-dəniz və s.) quyuların əksəriyyəti fontan üsulundan mexaniki (qazlift, dərinlik nasosu) üsullara keçməklə istismar olunur. Qazlift istismar üsuluna keçməyin effektivliliyi maili quyuların məhsulunda qumun çox və təmirarası işləmə müddətinin böyük olması ilə izah edilir.

Məqalədə yuxarıda göstərilən işlərin davamı olaraq quyudibi ətrafda əmələ gələn skin-effektin məhsuldarlığa və layın neftveriminə təsiri araşdırılır.

Məlumdur ki, elastik rejimdə mayenin məsaməli mühütdə quyuya süzülməsinin qərarlaşmış halı üçün perforasiya dəlikləri sıxlığını və layın açılma natamamlığını nəzərə almaqla təzyiq düşküsi aşağıdakı düsturla hesablanır [2, 5]:

$$\Delta p = p_2 - p_1 = \frac{Q\mu B}{2\pi k h_\ell} \left[\ln \frac{R_2}{r_q} + \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \ln \frac{r_1}{r_q} + S_i \right], \quad (1)$$

burada $i=1, 2, 3$, h_ℓ – layın effektiv qalınlığı, k – layın üfüqi istiqamətdə keçiriciliyi, μ – mayenin özlülüyü, p_1 və p_2 – quyudibi və qıda konturundakı təzyiqlər, B – mayenin həcmi genişlənmə əmsalı, R_2 – qıda konturunun radiusu, r_1 , r_q – quyudibi zonanın və quyunun radiusları, k_1 – quyudibi zonanın keçiriciliyidir.

1. $i = 1$ halı şaquli quyuya maye axınına xarakterizə edir. Bu halda

$$S_1 = \frac{k}{k_1} \left(\frac{1}{h} - 1 \right) \ln \frac{4h_\ell}{r_1 \sqrt{v}} + \frac{1}{h^2} \left[\bar{h} \ln \bar{h} + (1 - \bar{h}) \ln(1 - \bar{h}) \right] + \frac{\pi}{n d \bar{h}}, \quad (2)$$

burada $\bar{h} = \frac{h}{h_\ell}$, h – layın açılmış qalınlığı,

d – perforasiya dəliyinin diametri, $\nu = \frac{\kappa_2}{\kappa}$,

κ_2 – layın şaquli istiqamətdə keçiriciliyi, n – süzəgəcin 1 metrinə düşən perforasiya dəliklərinin sayıdır.

Hidrodinamik cəhətdən tamam olan və qərarlaşmış hasilatla işləyən quyu bağlandıqda təzyiqin bərpası məlum düsturla hesablanır [4]:2.

$$\Delta p(t) = p(t) - p_q = \frac{Q\mu}{4\pi k h_\ell} \ln \frac{2.246 \chi t}{r_q^2}, \quad (3)$$

burada $p(t)$ – quyudibində təzyiq, t – quyunun saxlanıldığı andan keçən vaxt, χ – pyezokeçiricilik. [4]-ə əsasən quyu hidrodinamik natamam olarsa, (3) düsturunda onun radiusunu gətirilmiş radiusla təqribi əvəz etmək olar və müəyyən çevirmələrdən sonra təzyiqin bərpa əyrisinə (TBƏ) əsasən $\Delta p(t) = A + i \lg t$ ifadəsindən istifadə etməklə skin-effekt üçün aşağıdakı düstur alınır.

$$S = 1.151 \left(\frac{\Delta p}{I} - \ln \frac{\chi t}{r_q^2} - 0.351 \right), \quad (4)$$

(1) və (4) düsturlarından istifadə etməklə:

$$\left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \ln \frac{r_1}{r_q} = S - S_1 \quad (5)$$

alırıq.

(5) ifadəsindən skin-effektin təsir zonasının radiusu təyin edilir:

$$r_1 = r_q e^{\frac{S-S_1}{c}}, \quad (6)$$

burada $c = \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right)$ ilə əvəz olunub.

Maili natamam quyunun perforasiya dəliklərini də nəzərə almaqla skin-effektin təsir göstərdiyi quyudibi zonanın radiusunu təyin etmək məqsədilə təzyiq düşküsi düsturunda bir sıra çevirmələr apardıqdan sonra alınır [2]:

$$\Delta p = \frac{Q\mu B}{2\pi k h_\ell} \left\{ \ln \frac{R_k}{r_q} + \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \ln r_1 + \ln r_q + \left[1.5 + \frac{h_\ell}{l\delta} \ln \frac{h_\ell \sin \alpha}{\pi r_q \delta} + \frac{k}{k_1} \left[\frac{\pi}{nd} \cos \alpha - \ln(l \sin \alpha) \right] \right] \right\} \quad (7)$$

Bu düsturda $i=2$ halı üçün S_2 ifadəsi aşağıdakı şəkildə qəbul olunur:

$$S_2 = \frac{k}{k_1} \ln r_q + \frac{k}{k_1} \left[1.5 + \frac{h_\ell}{l\delta} \ln \frac{h_\ell \sin \alpha}{\pi r_q \delta} - \frac{\pi}{nd} \cos \alpha - \ln(l \sin \alpha) \right], \quad (8)$$

burada ℓ – maili quyu lüləsinin uzunluğu, α – lülənin laya daxil olma bucağıdır, $\delta = \sqrt{\cos^2 \alpha + \nu \sin^2 \alpha}$. Bu halda (1) və (8) ifadələrindən istifadə edib müəyyən sadələşdirmələr aparsaq alırıq:

$$r_1 = r_q e^{\frac{S-S_2}{c}} \quad (9)$$

3. $i=3$ olan halda üfüqi quyularda mayenin süzülməsi zamanı əmələ gələn skin-effektin təyini üçün S_3 ifadəsi aşağıdakı şəkildə alınır:

$$S_3 = \frac{k_1}{k} \left[1.5 + \ln \frac{r_q}{\ell} + \frac{h_\ell}{\ell \sqrt{\nu}} \ln \left(\frac{h_\ell}{2\pi r_1} \frac{1}{\sin \frac{n z_0}{h_\ell}} \right) + \frac{\pi h_\ell}{n \ell} \left(\frac{1}{d} - \frac{1}{D} \right) \right]. \quad (10)$$

Skin-effektin təsir radiusunu təyin etmək üçün bu halda TBƏ-dən istifadə etməklə

$$r_1 = r_q e^{\frac{S-S_3}{c}}, \quad (11)$$

alırıq. Burada D – horizontal quyu lüləsinin diametri, z_0 – layın dabanından üfüqi quyu lüləsinə qədər olan məsafədir.

Şaquli, maili və üfüqi quyuların dib zonasında natamamlıq və perforasiya dəliklərinin sayından asılı olaraq skin-effektin dəyişməsinə aşağıdakı verilənlər əsasında baxaq [2]: $h_\ell = 20$ m, $k_1 = 0,1$ mkm², qida konturuna qədər olan məsafə $r_2 = 1000$ m, quyu radiusu $r_q = 0,1$ m, $\nu = 1$, dairəvi perforasiya dəliklərinin diametri $d = 0,02$ m, maili quyunun şaquli istiqamətlə əmələ gətirdiyi bucaq $\alpha = \pi/6, \pi/4, \pi/3$ və $\sqrt{\pi}/12$, $\mu = 3$ mPa·s, $P_2 = 10$ MPa, $\ell = 100, 300, 500, 700$ m; $n = 5, 10, 15, 20, 25, 30$ 1/m götürülüb,

(2), (8) və (9) düsturlarından istifadə etməklə skin-effektin quyu dəliklərinin sayından, lülənin meyl bucağı və uzunluğundan asılı olaraq hesablamalar aparılmış və alınmış nəticələr şəkil 1-3-də göstərilmişdir. Şəkil 1-dəki əyri-lərdən görünür ki, şaquli quyu dibində layın müxtəlif effektiv qalınlığı üçün 1 m-ə düşən dəliklərin sayı artdıqca skin-effektin qiyməti azalır. Maili quyuların dib zonasında skin-effektin qiymətinin lülənin laya daxilolma bucağından və perforasiya dəliklərinin sıxlığından asılı olaraq dəyişməsi şəkil 2-də göstərilir. Əyri-lərin təhlili göstərir ki, laya daxilolma bucağı artdıqca (yəni quyunun meyilliyi çox olduqca) skin-effektin qiyməti kəskin şəkildə azalır və mənfi qiymət də alır. (1) düsturunda bu effekti nəzərə alsaq, quyunun məhsuldarlığı kəskin şəkildə artar. Perforasiya dəliklərinin sıxlığı artdıqca skin-effektin düşmə tempi azalır.

Şəkil 3-də üfüqi quyu lüləsi ətrafında əmələ gələn skin-effektin müxtəlif perforasiya dəlikləri sıxlığı üçün quyu lüləsi uzunluğundan asılı olaraq dəyişmə əyri-ləri verilir. Əyri-lərin təhlili göstərir ki, üfüqi quyudibi zonada əmələ gələn skin-effekt mənfi qiymətlər alır və dəliklərin sıxlığı artdıqca onun qiyməti azalır. Ona görə üfüqi quyuların hasilatı şaquli və maili quyulara nisbətən yüksək olur.

Müxtəlif müəlliflərin [6], apardıqları tədqiqatların nəticələri göstərir ki, skin-effek-

tin müxtəlif qiymət alması quyudibi ətrafda mayenin quyuya süzülməsinə qarşı əlavə müqavimətin və böyük təzyiq düşküsünün yaranmasına səbəb olur.

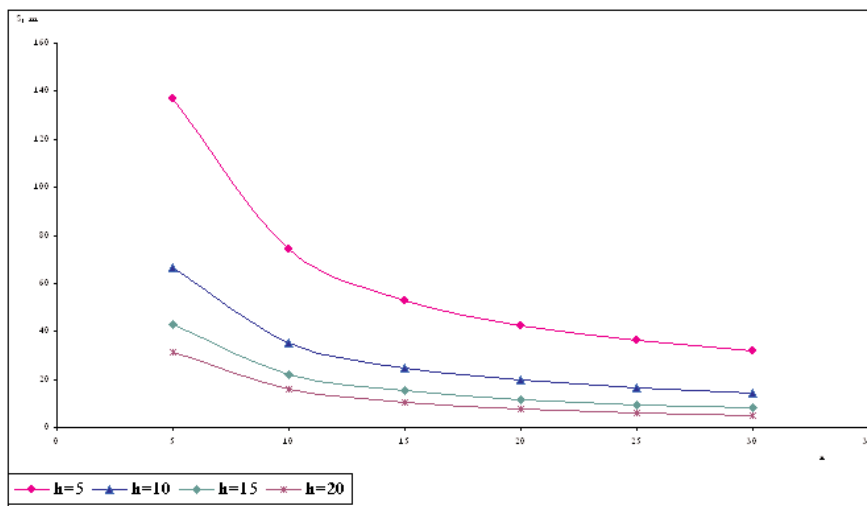
$s_i=0$ halı layın və quyudibi zonanın keçiriciliyinə görə bircins olduğunu və əlavə təzyiq düşküsünün əmələ gəlmədiyini göstərir. $s_i<0$ olması quyudibi zona keçiriciliyinin layın keçiriciliyinə nisbətən daha yaxşı olduğunu göstərir. Quyunun məhsuldarlığını artırmaq üçün xüsusi texniki-texnoloji tədbirlər aparıldıqda skin-effektin qiyməti dəyişir və onun təsir zonası radiusunun tapılması praktik əhəmiyyət kəsb edir.

Bu halda (4) düsturuna əsasən skin-effektin təyin edirik:

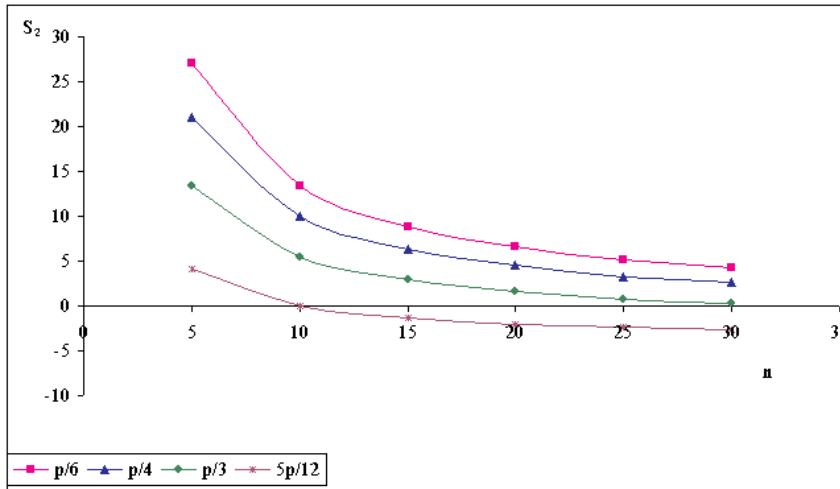
Misal: Günəşli yatağı Fasilə lay dəstəsində (FLD) 296 saylı quyuda aparılmış hidrodinamik tədqiqatlardan aşağıdakı parametrlər məlumdur:

$r_q=0,163$ m, effektiv qalınlıq $h_e=27$ m, süzgəc -3101-3162 m, $\Delta p=0,438$ MPa, $\bar{l}=0,165$ MPa, $\chi=0,0657$ m²/san, $k_1=0,038$ mkm², $k=0,060$ mkm², $t=16500$ san, $\mu_n=1,2$ mPa·s, digər zəruri parametrlər isə yuxarıda verilmişdir.

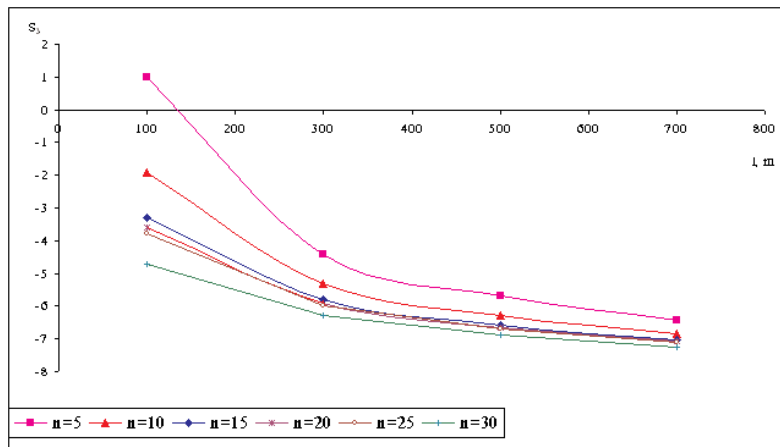
$$S = 1.151 \left(\frac{0.438}{0.165} - \lg \frac{0.0657}{0.1633^2} - \lg 16500 - 0.315 \right) = 1.151(2.655 - 0.3945 - 4.217 - 0.315) = -2.614$$



Şəkil 1. Müxtəlif effektiv qalınlıqda laylarda skin-effektin perforasiya dəlikləri sıxlığından asılılığı



Şəkil 2. Müxtəlif meyil bucaqları üçün skin-effektin perforasiya dəlikləri sıxlığından asılılığı



Şəkil 3. Müxtəlif perforasiya dəlikləri sıxlığı üçün skin-effektin quyuların uzunluğundan asılılığı

$n=30$ $1/m$, $\alpha=45^\circ$ olduqda (8) əsasən $S_2=-5,247$ olduğunu təyin edirik; sonra isə (9) düsturuna görə r_1 -i hesablayırıq:

$$r_1 = r_q e^{\frac{S_1 - S_2}{c}} = 0.163 e^{\frac{-2.614 - (-5.247)}{\left(\frac{0.060}{0.038} - 1\right)}} =$$

$$= 0.163 \cdot e^{4.548} = 0.163 \cdot 94.44 = 15.4m$$

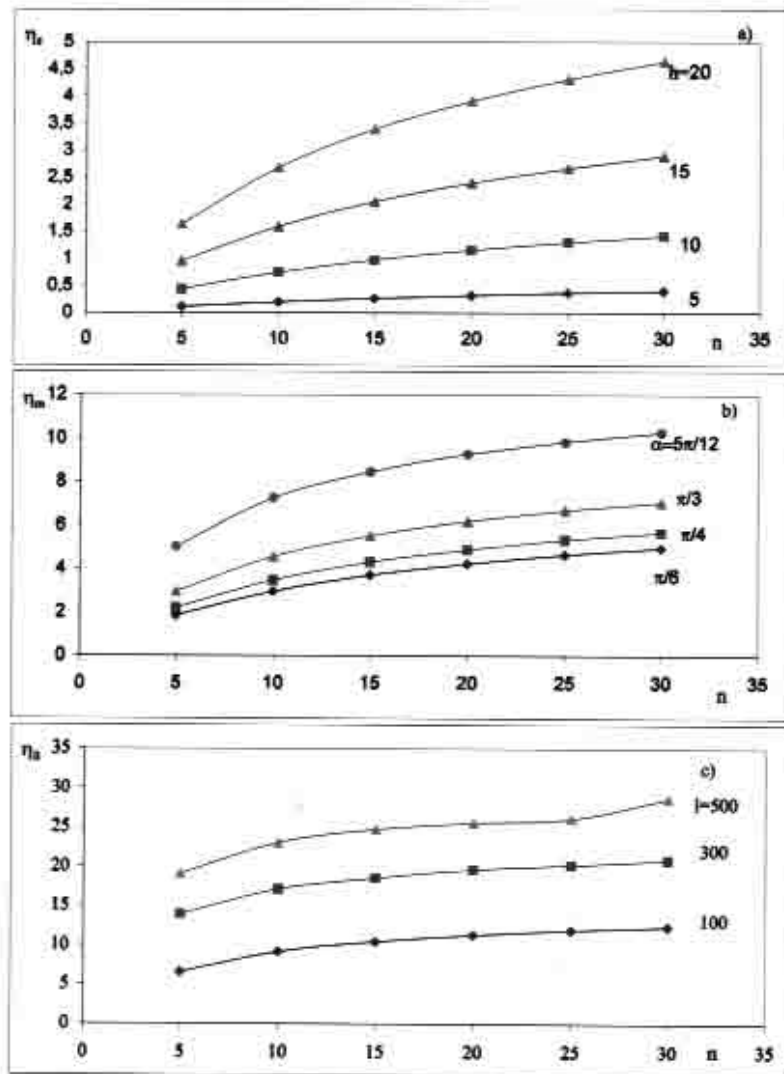
Beləliklə, skin-effektin təsir zonasının radiusu $r_1=15,4$ m-ə bərabər olur.

Skin-effektin mənfi qiymətləri quyudibi zonada aparılan texniki-texnoloji tədbirlərin səmərəli olduğunu və quyunun məhsuldarlığının artmasını göstərir. Şəkil 4-də məhsuldarlıq əmsallarının şaquli (η_s), maili (η_m) və üfüqi (η_u) quyularda

dəliklərin sıxlığından, layın effektiv qalınlığından, quyuların uzunluğundan asılı olaraq dəyişməsi ayrıləri təqdim edilir. Bu ayrılərdən istifadə etməklə yatağın işlənmə layihəsində nəzərdə tutulan hər bir yeni qazılan quyunun məhsuldarlıq əmsalını maddən şəraitində təyin etmək mümkün sayılır.

Nəticə

1. Neft quyularının profillərindən, natamamlıq dərəcəsi və perforasiya dəlikləri sıxlığından asılı olaraq quyudibi



Şəkil 4. Məhsuldarlıq əmsalının perforasiya dəlikləri sayından asılı olaraq dəyişməsi
 a) müxtəlif effektiv qalınlıqlara görə; b) meyil bucaqlarına görə;
 c) quyuların uzunluğuna görə

zonada yaranan skin-effektini hesablamaya imkan verən düsturlar təklif edilmişdir.

2. Quyuların profillərindən (şaqlı, maili və üfüqi) asılı olaraq skin-effektin qiymətləri azalır və mənfi qiymətlər alır ki, bu da məhsuldarlığın artmasına dəlalət edir.

3. Müxtəlif profilli quyuların məhsuldarlığını artırmaq məqsədilə aparılan texniki-texnoloji tədbirlərin səmərəliliyini qiymətləndirmək üçün skin-effektin təsir zonasının təyini düsturu təklif edilmişdir.

Ədəbiyyat

1. Основы технологии добычи газа. А.Х.Мирзаджанзаде, О.Л.Кузнецов, К.С.Басниев, З.С.Алиев. М, Недра, 2003 год, 880 с.
2. Велиев М.Н. Исследование влияния плотности перфорации на приток нефти и газа к вертикальной, наклонной и горизонтальной скважинам. АНХ, 2005, №7, с 25-29.
3. Гамидов Г.А., Мусаев С.Ф.– определение радиуса влияния скин-эффекта

в призабойной зоне при снижении пластового давления ниже давления насыщения. Материалы 3-й международной конференции: строительство и ремонт скважин. Москва, 2005 г.

4. Zeynalov H.B., Cavadova R.Ə. Skin-effektin qiymətləndirilməsi və onun quyunun məhsuldarlığına göstərdiyi təsirə dair. ANT, 2005, №1, s.29-32

5. Vəliyev M.N., Məmmədov Q.Ə.– Açıqla dərəcəsinə görə natamam quyuya mayenin qeyri-stasionar axımı. Neftçixarmanın texnika və texnologiyası. AzNQSDETLİ-in elmi əsərlər toplusu, Bakı, 1999, s.18-24

6. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М, Гостойтехиздат, 1949 г.

7. Абасов М.Т., Везиров Д.Ш., Стреков А.С.– Повышение коэффициента извлечения нефти из слоисто-неоднородного пласта, разрабатываемого системой горизонтально-вертикальных скважин. Изв. АН Азербайджана. «Наука о земле» - 1999, №2, с 68-74.

Исследование влияния профиля и степени несовершенства скважины на ее продуктивность

Г.А.Мамедов, М.Н.Велиев,
С.Ф.Мусаев, Г.Г.Гамидова

Резюме

При проектировании разработки месторождений, бурение вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин в морских условиях ограничивается сроком эксплуатации морских гидротехнических сооружений. Поэтому предлагаемая сетка профилей наклонных скважин должна так проектироваться, что бы с технико-экономической точки зрения она была эффективной и после периода фонтанирования можно было бы перевести их на механизированные способы эксплуатации.

В связи с этим в зависимости от профиля и степени освоения скважин (от количества отверстий на погонный метр, угла наклона и длины ствола скважины) на коэффициенты продуктивности и нефтеотдачи существенное влияние оказывают скин-эффект и некоторые осложнения, возникающие в призабойной зоне в процессе фильтрации.

Исследование и определение радиуса влияния этих факторов в призабойной зоне скважин является чрезвычайно важным при проведении геолого-технических мероприятий, с целью увеличения нефтеотдачи пластов.

Как известно, большинство морских нефтяных месторождений разрабатывается переводом с фонтанного на газлифтный и глубинно-насосный способы нефтедобычи особенно в наклонных скважинах.

В связи с этим нами определяются величины скин-эффекта, возникающие в призабойной зоне, в зависимости от степени и характера несовершенства скважин и количества отверстий на погонный метр на изменение величины коэффициента продуктивности. Для этого предлагаются формулы оценки величин скин-эффекта в зависимости от профиля скважины.

Построены кривые изменения скин-эффекта в зависимости от плотности перфорационных отверстий для разных эффективных мощностей пластов, угла наклона и длины ствола скважины.

Установлено, что величина скин-эффекта наклонных и горизонтальных скважин существенно влияет на их коэффициент продуктивности.

Предложена методика определения радиуса влияния скин-эффекта в призабойной зоне, которая приемлема для оценки эффективности, проводимых геолого-технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов. Приведен конкретный пример для определения радиуса влияния скин-эффекта по месторождению Гюнешли.

Investigation of well profile and imperfection degree influence upon its productivity

G.A.Mamedov, M.N.Veliyev
S.F.Musayev, G.G.Gamidova

Summary

At field development design, drilling of vertical, slanted (inclined) and horizontal wells in offshore conditions is limited by offshore hydraulic structure operation time. That is why suggested profile of slanted wells should be designed in such a way that it would be efficient from technical and economical point of view and after flowing they might be shifted to artificial-lift method of operation.

In this connection depending on profile and degree of well completion (the number of openings per linear meter, inclination angle and well (bore) length) skin-effect and some complications, occurring in bottom-hole in the process of filtration influence considerably upon well productivity and oil recovery factor.

This factors radius influence and determination in bottom-hole zone is extremely

important at geological and technical measures conducting in order to increase beds oil recovery.

As it is known, majority of offshore oil fields are developing by well shitting from flowing to gas-lift and pumping methods of oil recovery, especially in inclined wells.

In this connection skin-effect values, occurred in bottom-hole depending on degree and character of wells imperfection and holes number per linear meter and their influence upon productivity factor value are determined by us. For this purpose skin-effect value estimation formulas depending on well profile are purposed.

Curves of skin-effect changes depending on perforation openings density for beds of different thickness, inclination angle and (bore) hole length are constructed. It is established that skin-effect value of slanted and horizontal wells influenced significantly upon their productivity factor.

Procedures are suggested for estimation of conducted geological and technical measures beds oil recovery enhance. Concrete example for skin-effect influence radius determination for Guneshli field is shown.

QUYUDİBİ ZONANIN TURŞU İLƏ İŞLƏNMƏSİNİN SƏMƏRƏLİLİYİNİN ARTIRILMASI HAQQINDA

Ş.P. Kazımov, İ.Z. Əhmədov

(ARDNŞ-nin ETİ)

Məlum olduğu kimi, hal-hazırda ölkənin neft hasilatının artırılması əsasən dənizdə yeni neft və qaz yataqlarının mənimsənilməsi və aktiv istismarı ilə əlaqədardır. Bununla yanaşı uzun müddət işlənmədə olan yataqlarda da kifayət qədər çıxarıla biləcək neft-qaz ehtiyatlarının qalması təsdiqlənmişdir. Lakin köhnə yataqların işlənməsi prosesinə xas olan bir sıra təbii və texnogen səbəblərlə şərtlənən quyuların məhsuldarlığının nəzərə-çarpacaq azalması baş verir. Bu da öz növbəsində hasilatın azalmasına gətirir və təsiretmə üsullarının tətbiqi zərurətini artırır.

Bununla əlaqədar olaraq, turşu ilə işlənmə layla quyu əlaqəsinin yaxşılaşdırılması və quyuların məhsuldarlığının artırılmasının ən səmərəli üsullarıdır. Turşu ilə təsiretmənin texniki-texnoloji sadəliyi və uğurlu nəticələri bu üsulun köhnə yataqlarda tətbiqinin davam etdirilməsini daha da məqsəduyğun edir. Lakin uzun müddət işlənən yataqların istismarı ona xas olan lay enerjisinin tükənməsi, lay təzyiqinin düşməsi, sulaşmanın artması, süxurların dağılması ilə, qum təzahürünün kəskin artması ilə səciyyələnir. Bununla yanaşı istismar olunan layların qeyribircinsli süxurlardan və təbəqələrdən ibarət olması quyudibinə təsiretmənin səmərəliliyinə çox böyük təsir göstərir. Belə yataqlarda turşu işləmələrinin uğurlu həyata keçirilməsində bir sıra mürəkkəbliklər meydana çıxır.

Bunların ən başlıcası aparılan əməliyyatların selektivliyinin təmin edilməsi və məsamələrin səthində adsorbsiya olunmuş qətran-parafin-asfaltın çöküntülərinin yuyulub qoparılmasından ibarətdir. Bəzi məhsuldar laylarının neftlərinin tərkibində naften turşularının çoxluğu quyuların dib sahəsində emulsiya əmələ gəlməsinə şərait yaradır ki, bu da öz növbəsində məhsuldarlığın azalmasına səbəb olur. Layın

quyudibi sahəsi məsamələrində əmələ gəlmiş qətran-parafin-asfaltın çöküntüləri neftin süzülməsinə çətinləşdirməklə yanaşı, həm də turşu işləmələrinin (Tİ) həyata keçirilməsini də əngəlləyir. Belə ki, quyudibi sahəyə (QDS) vurulan turşu süxurla təmasda ola bilmir və nəticədə kimyəvi reaksiya baş verməyərək turşu neytrallaşmadan yer səthinə qaldırılır. Bu isə prosesin səmərəsini heçə endirir və hətta əlavə çətinliklər də törədir.

“Azneft” İB-in mədənlərində (1985-2004-cü illər ərzində) QDS-ə təsir üsullarının tətbiqinin təhlili göstərir ki, onların miqdarı 1990-cı ildən sonra xeyli azalmışdır. Əgər baxılan dövrün əvvəllərində hər ildə 4500 QDS təsiretmə əməliyyatları keçirilirdisə və onların hesabına 150 min tondan artıq əlavə neft hasil edilirdisə, son illər bu tədbirlərin sayı 200-dək azalmış, əlavə neft hasilatı isə orta hesabla 4,3 min ton təşkil etmişdir. Həyata keçirilən QDS təsiretmə tədbirləri içərisində Tİ-in miqdarı 25% təşkil edirsə, son illər isə 90% təşkil edir ki, bu da digər üsulların tətbiqinin kəskin azalması hesabına baş vermişdir. Turşu işləmələrinin miqdarı ildə 1000 əməliyyatdan 200-dək azalmış, əlavə neft hasilatı isə təxminən 250 ton təşkil etmişdir. Beləliklə hal-hazırda neft mədənlərində nisbətən geniş istifadə olunan QDS-ə təsir üsulu turşu işləmələridir [1].

Son illərdə aparılmış QDS-in turşu ilə işlənməsi əməliyyatlarının nəticələrinin təhlili göstərir ki, bu üsulun tətbiq olunduğu quyular əsasən yüksək sulaşmış quyulardır və hər əməliyyatın nəticəsində orta hesabla 10-15 ton əlavə neft hasil edilir. Tədbirlərin yüksək sulaşmış quyularda aparılması onların səmərəliliyinin nisbətən azalması ilə müşahidə olunur. Belə ki, üsulun tətbiq olunduğu quyuların sayının təxminən 5 dəfə azaldığı halda, əlavə neft hasilatı 10 dəfə azalmışdır.

Quyularda aparılmış Tİ-in nəticələrinin istismar obyektləri üzrə statistik təhlili göstərir ki, onlar əsasən iki qrup şəklində cəmləşirlər: birinci qrupu əsasən məhsuldar qatın üst şöbəsinə daxil olan laylar, ikinci qrupu isə alt şöbənin obyektləri təşkil edir. Bu bölgədə üst şöbənin II, IV horizontları, alt şöbədə isə I QD və II QD horizontları müstəsnaq təşkil edir ki, onların da payına düşən əməliyyatların sayı cüzi olduğu üçün nəticəyə təsir göstərməmişlər (cədvəl 1) [2].

Tİ-in nəticələrinin üst və alt şöbələr ətrafında qruplaşmasında onlara daxil olan obyektlərin süxurlarının, neftinin və sularının fiziki kimyəvi xassələri əsas rol oynayır. Beləki, üst şöbənin neftləri əsasən parafinsiz olaraq tərkibində naften turşularının miqdarı azdır və ona görə də onlar az aktivliyə malikdirlər. Alt şöbənin neftində isə parafinin miqdarı nisbətən çox olmasına və naften turşularının miqdarı 1,63 %-ə çatdığına görə bu neftlər yüksək aktivliyə malik neftlərə aiddirlər. Həmin şöbələrin suları da çox fərqlənirlər. Belə ki, alt şöbə horizontlarının suyunun ümumi minerallığı orta hesabla 3-4° Be olduğu halda, üst şöbədə bu göstərici 9-15° Be-dir. Bundan başqa Na və Cl ionlarının nisbəti üst şöbədə orta hesabla vahiddən kiçik olduğu halda, alt şöbədə bu rəqəm ikidən çoxdur. Alt şöbənin laylarının həm də kollektorları daha çox qeyribircinsliliyi ilə seçilir (cədvəl 2) [3, 4].

Beləliklə, alt şöbənin sularının qələvili olması turşu işləmələri zamanı turşunu qismən neytrallaşdıraraq, onun təsirini zəiflədir. Neftin yüksək aktivliyi və mürəkkəb reoloji xassəli olması da turşu ilə süxurun təmasını çətinləşdi-

rərək reaksiyanı zəiflədir. Bundan başqa alt şöbənin laylarının kollektorlarının həm də daha çox qeyri-bircinsli olması da təsiretmənin səmərəsini xeyli azaldır.

Baxılan obyektlərin ümumi bir səciyyəsi də onların uzun müddət işlənmə prosesində lay enerjisinin xeyli tükənməsi, daha yüksək keçiricilikli təbəqələrin sulaşması ilə, qalıq neft ehtiyatının ancaq kiçik keçiriciliyə malik laylarda olmasından ibarətdir. Neftin yüksək özlülüyü və təbəqənin zəif keçiriciliyi turşu işlənməsinin əsasən sulaşmış təbəqələrə təsir etməsinə şərait yaradır. Qeyd olunmalıdır ki, layların quyudibi sahəsi adətən istismar müddətində çirklənməyə məruz qalır və ona görə də turşu işlənmələri nəticəsində onun məhsuldarlığının artımı arzu olunan qədər olmur.

Beləliklə, turşu işlənmələri üzrə ilkin məlumatların təhlili aşağıdakı iki əsas amilin onların səmərəliliyinə əhəmiyyətli dərəcədə təsir etdiyini yəqin etməyə imkan verir:

- neftin və suyun fiziki-kimyəvi xassələri həm turşunun nefti məsamələrdən sıxışdırıb quyudibi sahəyə daxil olaraq onun bütün sahələrinə sirayət etməsi və həm də nefti süxurun səthindən yuyaraq, onunla reaksiyaya girməsi;

-turşu işləmələri aparılan laylarda yüksək keçiricilikli sulaşmış təbəqələrinin olması.

Yuxarıda qeyd olunan amillərin təsirini araşdırılması məqsədilə aparılmış laboratoriya eksperimental tədqiqatların nəticələri göstərir ki, müxtəlif tərkibli mayelərlə hopdurulmuş və quru karbonatlı süxur numunələrinin 15 %-li xlorid turşusu ilə reaksiyasının sürəti, reaksiya zamanı qaz ayrılmasının intensivliyi ilə tam

Cədvəl 1

2000-2004-cü illər ərzində Tİ-nin nəticələri

Üst şöbə	Tİ-nin ümumi sayı 320	Uğurlu Tİ-nin sayı 284	Uğursuz Tİ-nin sayı 36	Uğurluluq % 89
Alt şöbə	172	122	50	71
Məhsuldar qat üzrə	492	406	86	82

İstismar obyektlərinin bölgüsü

Şəbə	Lay neftinin tərkibi			Lay sularının tərkibi		Dağ süxurlarının xassələri		
	Qətran, %	Parafin, %	Naftin turşuları, %	Duzluluq Bome	Na Cl	Məsaməlilik, %	Keçiricilik 10 ⁻³ mkm ²	Karbo- nathlıq, %
Üst	9,8-37,9	0,20-5,55	0,15-1,63	0,9-9,2	0,96-2,40	11,0-27,7	27-610	2,85-21,15
Alt	4,8-42,0	0,76-2,58	0,10-0,12	3,6-15,5	0,76-1,23	20-27,5	37-468	7,2-14,9

xarakterizə oluna bilər. Bu zaman quru və müxtəlif tərkibli sularla isladılmış karbonat süxurlarının xlorid turşusu ilə reaksiyası böyük sürətlə getdiyi halda, neftlə isladılmış nümunələrlə reaksiya çox zəif gedir ki, bu da neftin tərkibindəki parafin-qətran-asfalten birləşmələrinin süxur səthində adsorbsiya olunması ilə izah olunur. Həmin süxurlarda qalıq suyun olması reaksiya gedişini bir qədər sürətləndirir, ancaq bu halda reaksiyanın sürəti quru və sulu süxurlara nisbətən az olur. Alınmış nəticədən belə qənaətə gəlmək olur ki, neftin tərkibində parafinin olması reaksiyanın gedişinə daha çox təsir göstərir.

Tərkibində qalıq suyu olmadığı süxurların turşu ilə reaksiyasını su əsaslı reagentlər vasitəsilə sürətləndirmək məqsədi ilə aparılmış tədqiqatlar müsbət nəticə verməmişdir. Bu halda ancaq karbohidrogen həlledicilərinin tətbiqi müsbət nəticə verir. Hətta az miqdarda kerosinin əlavə edilməsi reaksiyanın başlanmasına şərait yaradır.

Müasir durumda karbohidrogen həlledicilərinin bəha olması ilə əlaqədar neftli süxurlara xlorid turşusu ilə təsirin su əsaslı reagentlərin vasitəsilə fəallaşdırılması istiqamətində aparılmış eksperimental tədqiqatlar bir neçə reagentin bu məqsədlə yararlı olduğunu aşkarlamışdır. Bunlardan ən münasibi "Alkan" reagentin lay suyunda 0,01 %-li məhlulu ilə 1:9 nisbətində qarışığı olmuşdur. Bu məhlulun tərkibinə daxil olan reagentlər ölkənin neft sənayesində geniş istifadə olunur və ona görə də tətbiq olunmasının təşkili asandır. Kvars və karbonat süxurlarının səthindən neft pərdəsinin yuyulması üzrə aparılmış eksperimentlər də bu tərkibin səmərəliliyini təsdiq edir. Düzxətli lay

modelində aparılmış tədqiqatlar göstərir ki, kiçik təzyiq və temperaturu laylarda neftin lay şəraitində yüksək özlülüyə malik olması səbəbindən vurulan turşu lay məsamələri həcmnin 50 %-dən də az hissəsinə sirayət edir və reaksiya nəticəsində əmələ gələn CO₂ qazı aktiv neftlə qarışaraq çox davamlı köpük əmələ gətirir ki, bu da mayenin quyudibinə süzülməsinə əlavə müqavimətin yaranmasına səbəb olur və nəticədə məhsuldarlıq gözlənilənin əksinə olaraq azalır.

Yuxarıda qeyd olunan ikinci amil ilə əlaqədar olaraq, laylarının sulaşmış təbəqələrinin təcrid edilməsi çox aktual məsələ olaraq qalmaqdadır. Təcridilmə məqsədlə hal-hazırda istifadə olunan karbohidrogen qələvi tullantı (KQT) və CaCl₂ məhlulu vasitəsi ilə təcrid üsulu bir çox səbələrdən kifayət qədər səmərə vermir. Aparılan çoxsaylı mədən işlərinin və laboratoriya eksperimentlərinin nəticələrindən alındığı kimi, bu prosesdə əmələ gələn çöküntünün həcmi reagentin həcmnin kiçik bir hissəsini təşkil etdiyindən məsamələrin doldurulmasını təmin etmir. Məhz bu səbəbdəndir ki, uzun illər ərzində həyata keçirilmiş əməliyyatlarda suyun tam təcrid olunması hallarına praktik olaraq rast gəlinmir. Aparılmış eksperimentlər zamanı məsamələrdə əmələ gəlmiş çöküntü hissəciklərinin süzülmə bərpa olunduqdan sonra axınla birgə laydan çıxarıldığı müşahidə olunmuşdur. Əməliyyatın bir neçə dəfə təkrar həyata keçirilməsi hesabına suyun süzülməsini ancaq qismən azaltmaq mümkün olmuşdur. Alınmış nəticələrə əsaslanaraq belə qənaətə gəlmək olar ki, bu üsulla suyun quyuya axımını tam bağlamaq üçün laya vurulan reagentlərin həcmi 2-3 dəfə artırılmalıdır.

Qeyd etmək lazımdır ki, mövcud texnologiyada istifadə olunan 10%-li CaCl_2 məhlulunun KQT reagentinin miqdarı ilə 1:1 nisbətində götürülməsi sonuncunun tərkibində olan maddələri tam çökdürməyə kifayət etmir. Ona görə də ya CaCl_2 məhlulunun qatılığını 2 dəfə artırmaq, yaxud da nisbəti 1: (2-3)-ə çatdırmaq lazımdır. Lay suyunun tərkibi nəzərə alınaraq bu nisbətin qələvi sularında daha çox götürülməsi tələb olunur. Aparılmış digər müxtəlif təcrübələrə əsaslanaraq belə nəticəyə gəlmək mümkündür ki, laydan quyuya su axınının təcrid edilməsinin daha perspektiv üsulu hel əmələ gətirən reaksiyalara əsaslanan üsullar ola bilər [5].

Yuxarıda təsvir olunanları ümumiləşdirərək turşu işləmələrinin səmərəliliyinin artırılması məqsədilə bəzi təklif və tövsiyələrin verilməsi mümkündür. Bunlardan ən başlıcası və əsas isə Tİ təyin olunan quyularda təsiretmədən qabaq QDS-də müvafiq hazırlıq tədbirlərinin aparılması və cari istismar şəraitinə uyğunlaşdırılmasıdır. Bu zaman baza reagentləri kimi, əsasən duz və flüor turşuları və onların əsasında modifikasiya edilmiş müxtəlif tərkiblər istifadə edilməlidir. Aşağıda müxtəlif şəraitlərdə Tİ-nin aparılması zamanı ən münasib və uyğun hazırlıq tədbirləri və texnoloji əməliyyatlar təsvir edilmişdir.

Təzyiqli xeyli tükənmiş və kiçik temperaturu laylarda, parafin-asfaltın-qətran hissəciklərinin çökməsi nəticəsində hidrofoblaşmış karbonatlı süxurlarla turşunun təmasını yaxşılaşdırmaq üçün əvvəlcə quyudibi sahəsinə karbohidrogen həlledicilərinin vurulması və sonra turşu işlənməsinin həyata keçirilməsi yaxşı nəticə verə bilər.

Yüksəkkeçiricilikli sulaşmış təbəqələrə malik laylarda azkeçiricilikli yüngül neftli təbəqələrə turşu ilə təsir etmək üçün, həmin təbəqələrə yüksək özlülüklü "əks" emulsiya vurulması və sonradan turşu işləməsinin aparılması daha səmərəli ola bilər.

Neftli təbəqələr hidrofoblaşmış olduqda və neftin tərkibində naften turşularının miqdarı yüksək olduqda (layın nefti aktiv olduqda) turşudan qabaq quyudibi sahəyə karbohidrogen həlledicilərinin vurulması zərurəti olur ki, bu zaman emulsiyanın vurulması məqsədəuyğun

deyil. Bu halda sulu təbəqələri karbohidrogen-qələvili tullantı və CaCl_2 məhlulu vasitəsi ilə selektiv təcrid etdikdən sonra həlledicini vurmaq və sonra turşu işlənməsinə həyata keçirmək daha məqsədəuyğundur.

Yuxarıda qeyd edildiyi kimi, neftin tərkibindəki parafin –qətran-asfaltın hissəciklərinin quyudibi sahədə çökərək, süxurun səthində absorbsiya olunması turşunun karbonat hissəcikləri ilə reaksiyaya girməsinə mane olur. Bu hissəcikləri süxur səthindən yuyub qoparmaq üçün heç də həmişə karbohidrogen həlledicilərin istifadə olunması məqsədəuyğun olmur. Aparılmış tədqiqatlar nəticəsində sübut olunmuşdur ki, turşudan əvvəl quyuya alkan reagentinin lay suyunda 0,01 %-li məhlulu ilə KQT-nin (8-9):1 nisbətində qarışığının vurulması reaksiyanı xeyli fəallaşdırır və quyudibi sahədə hər hansı bir səbəbdən əmələ gəlmiş emulsiyanı da parçalayaraq, quyunun tədbirdən sonra mənim-sənilməsini asanlaşdırır, məhsuldarlığını isə artırır.

Sulaşmış təbəqələrin CaCl_2 duzunun suda məhlulunu və KQT-ni layın QDS-nə ardıcıl vurulmaqla təcrid edilməsinin tədqiqi üzrə eksperimentlərin nəticəsi göstərmişdir ki, reagentlərin həcmi və qatılığı elə seçilməlidir ki, onların istifadə edildiyi nisbətlərdə əmələ gələn çöküntünün miqdarı maksimal olsun. Yəni, 1 qram KQT-nin tərkibindəki aktiv komponentlərin əmələ gəldiyi çöküntünün maksimal miqdarı (0,4q) ancaq Ca ionlarının kifayət qədər olduğu halda alınır ki, bu da CaCl_2 duzunun lay suyunda 15 % məhlulu ilə 1:(1,5-2) nisbətində qarışdırıldıqda baş verir. Bu halda yaranan çöküntünün miqdarı reaksiyada iştirak edən reagentlərin həcmindən çox kiçik hissəsini (15-20%) təşkil edir və bu miqdarda çöküntü məsələlərin keçiriciliyini kəskin sürətdə azaltmaq üçün kifayət etmir. Daha yüksək nəticə əldə etmək üçün texnoloji prosesdə aşadığıdakı bəzi dəyişikliklərin aparılması məqsədəuyğun ola bilər:

-ya prosesin 2-3 dəfə təkrar həyata keçirilməsi;

-və yaxud vurulan reagentlərin həcmindən 4-5 dəfə artırılması, yəni reagentlərin quyudibi sahəyə yayılma radiusunun bir qədər artırılması.

Ədəbiyyatda olan məlumatların

araşdırılmasının və aparılmış laboratoriya tədqiqatlarının nəticələri göstərir ki, sulaşmış təbəqələrin selektiv təcrid edilməsi üçün ən əlverişli üsul kiçik özlülüyə malik mayelərin layda görüşməsi nəticəsində struktur hel əmələ gətirən texnologiyalardan isitifadə olunmasıdır. Bu isitqamətdə tədqiqatların davam etdirilməsi və mədən sınaqlarının aparılması məqsəduyğundur.

Yekunda qeyd olunmalıdır ki, ötən əsrin 70-80-cı illərində karbohidrogen həlledicilərin geniş tətbiq olunması, əsasən neft-kimya sənayesinin o dövrdəki məhsullarının istifadəsi sayəsində reallaşdırılırdı və buna görə də həmin dövrdə quyularda ildə 10-11 min turşu işləmələri əməliyyatı həyata keçirilirdi və bunların sayəsində 1,5-2,0 milyon ton əlavə neft hasil edilmişdi. Hal hazırda neft-kimya sənayesində istehsalın kəskin azalması və texnoloji proseslərin yeniləşməsi nəticəsində onların məhsullarının neftçixarmada istifadəsi xeyli məhdudlaşmışdır. Məhz bu səbəbdən həyata keçirilən turşu işləmələrinin sayı və səmərəsi də xeyli azalmışdır. Bunları nəzərə alaraq, neft hasilatının intensivləşdirilmə üsulları və texnologiyalarının müasir şəraitə uyğunlaşdırılması və təkmilləşdirilməsi aktual məsələ kimi öz həllini tapmalıdır.

Ədəbiyyat

1. www.socar.az
2. Алиев Е.М., Ахмедов И.З. и др. Анализ результатов кислотных обработок призабойных зон скважин. Научные труды ИНИ ГНКАР 2006 № 7 с. 97-101.
3. Ахундов А.Р., Мехтиев У. Ш., Рачинский М.З. Справочник по подземным водам нефтегазовых и газоконденсатных месторождений Азербайджана, Издательство «Маариф», Баку 1976 г., с. 298
4. Ашумов Г.Г. Азербайджанские нефти. Издательство Академия Наук Азербайджанской ССР Баку, 1961 г., с. 211
5. www.plastik-yug.ru «Нефть и газ России – Кислотные обработки ПЗС».

Об увеличении эффективности кислотной обработки призабойной зоны

Ш.П.Казымов, И.З.Ахмедов

Резюме

Длительная практика и теория нефтедобычи показывают, что кислотная обработка призабойной зоны является одним из самых рациональных способов увеличения продуктивности скважин и улучшения связи между пластом и скважиной. Как известно, эксплуатация месторождений, находящихся долгое время в разработке, характеризуется истощением пластовой энергии, падением пластового давления, ростом обводнения, разрушением пород, резким увеличением песчаных пробок. Наряду с этим, т.к. разрабатываемые пласты состоят из неоднородных пород и пропластков, это также может оказать очень сильное влияние на эффективность воздействия. В таких месторождениях возникает ряд сложностей для успешного проведения кислотной обработки.

Анализ результатов проведенных в последние годы кислотных обработок показал, что применение этого метода проводится в скважинах с высокой степенью обводненности. В результате проведения обработки в среднем добывается дополнительно 10-15 т нефти. Исследования показали сокращение количества обработок в 5 раз и дополнительной добычи в 10 раз.

Однако в месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки, возникает ряд сложностей для успешного проведения кислотной обработки.

В связи с этим, в статье результаты теоретических, экспериментальных и промышленных исследований, полученные в течение долгого времени, дают возможность предоставить ряд обобщенных рекомендаций в направлении увеличения эффективности кислотной обработки. Среди них самым главным и основным является проведение определенных подготовительных мероприятий в призабойной зоне до начала кислотной обработки в выбранных скважинах и в соот-

ветствие с текущими эксплуатационными условиями. В статье описан ряд современных мероприятий и технологических операций, необходимых при проведении во время кислотной обработки.

В результате изучения сведений, имеющихся в литературе и исследований, проводимых в лабораторных условиях, было показано, что для селективного ограничения обводненных пропластков самым выгодным способом является использование технологий, способствующих возникновению гелей, появляющемуся в результате встречи в пласте жидкостей с малой вязкостью. Целесообразным является продолжение исследований в этом направлении и проведение дальнейших испытаний.

В конце статьи отмечено, что в 70-80 гг. прошлого столетия благодаря использованию продукции того времени в основном нефтехимической промышленности стало возможным широкое применение углеводородных растворителей, и поэтому в этот период в скважинах проводилось 10-11 тысяч мероприятий по кислотной обработке, в связи с чем дополнительно добывалось 1,5-2,0 млн.т нефти. В данное время в результате резкого уменьшения производства и обновления технологических процессов в нефтехимической промышленности сильно ограничилось использование ее продукции в нефтедобычи. Именно по этой причине заметно уменьшилось и количество проводимых кислотных обработок. Принимая все это во внимание, можно заключить, что такие

задачи как методы интенсификации нефтедобычи и усовершенствование технологий должны найти свое решение.

Bottom-hole acidizing efficiency increase

Sh.P.Kazymov, I.Z.Akhmedov

Summary

Long term practice and oil production theory shows that bottom-hole acidizing is one of the most rational methods of wells productivity increase and relation improvement between formation and wells,

Analysis of carried out during last years acidizing results show that this method use is conducted in wells having high degree of water encroachment rate. As a result of acidizing additionally 10-15 tons of oil is produced at the mean.

However a number of complications occur in fields, being on the last stages of development for successful acidizing carrying out. In this connection results of theoretical, experimental and field researches obtained during long period of time make it possible to present a number of generalized recommendations for acidizing efficiency increase that are shown in given article. Among these recommendations the main ones are conducting certain preparation measures in bottom-hole before acidizing. It is expedient to continue researches and conducting test in this direction.

К ВОПРОСУ УЛУЧШЕНИЯ ПОДВИЖНОСТИ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Д.Н.Таиров, Д.Х.Кязимов

(ИНИ ГНКАР)

Применяемые в настоящее время обычные технологии заводнения нефтяных пластов не могут обеспечить достаточно высокой эффективности их выработки. На сегодня существует большое количество способов разработки нефтегазовых месторождений основанных на закачке в пласт теплоносителей (пара, горячей воды, ПАВ, химических растворителей, микробиологических реагентов и др.).

Основной сутью механизма действия всех этих методов является уменьшение вязкости пластовой нефти за счет повышения температуры (все тепловые методы), или за счет увеличения газосодержания нефти, (закачка воздуха, природного газа, микробиологическое воздействие), или же за счет уменьшения вязкости таких активных компонентов таких как смолы, парафины, асфальтены.

Предлагались также методы охлаждения призабойной зоны скважин и дальнейшего продвижения оторочки холодной (более вязкой по мнению авторов) воды в пласт с целью выравнивания фронта вытеснения.

Однако эти методы не получили развития из-за фактора переохлаждения нефти в призабойной зоне скважины, закупорки пор пласта и ухудшения условий фильтрации флюидов. Все эти методы являются трудоемкими, энергозатратными, слабоконтролируемыми при осуществлении.

В данной статье предлагается способ повышения подвижности нефти и увеличения нефтеотдачи пласта за счет растворения в нефти той части газа, которая уже выделилась в пласте в связи с падением давления.

Суть метода заключается в использовании эффекта увеличения растворимости газа в нефти при уменьшении температу-

ры. Предлагаемый способ может быть применен на стадии значительного снижения пластовых давлений, интенсивной дегазации нефти в пластовых условиях (поздняя стадия разработки месторождения).

Уменьшение температуры призабойной зоны пласта до 15-20°C и растворение таким путем выделившегося газа дополнительно улучшает ее подвижность и условия фильтрации флюидов в этой зоне. Последующие порции закачиваемой воды в пласт могут играть также и роль вытесняющего агента.

Предлагаемый способ осуществляется следующим образом.

Конкретно для каждой залежи рассчитываются зоны влияния нагнетательных скважин, схема их расположения, а также количество реагирующих скважин, объемы закачки воды.

В нагнетательную скважину закачивается вода при температуре 15°C (среднегодовая температура по Апшеронскому полуострову). По добычным возможностям реагирующих скважин судят о влиянии данного способа на процесс разработки нефтяных месторождений. Этот процесс по своим техническим возможностям не очень трудоемкий.

С целью определения конкретных уровней снижения температур были проведены экспериментальные исследования на РVT установке УИПН АзНИПИнефть с использованием нефти одного из месторождений Апшеронского полуострова. Данная установка позволяет моделировать основные параметры эксплуатационных объектов по давлениям до 100 МПа и температурам до 200°C. УИПН АзНИПИнефть является оригинальной разработкой нашего института и

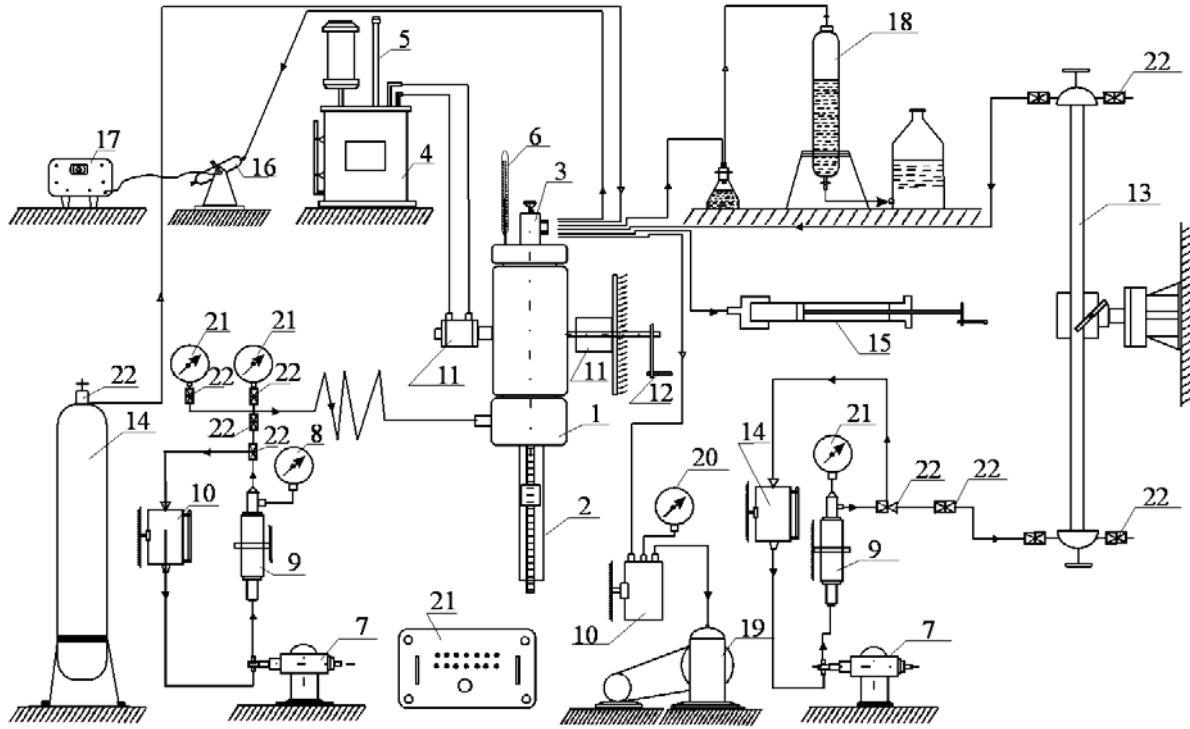


Рис.1. Принципиальная схема PVT установки высокого давления и температуры «УИПН-АзНИПИнефть»

по своим основным рабочим показателям отвечает современным требованиям, была полностью подготовлена (включая рабочие чертежи и ведомственные испытания) к серийному производству на Бугульминском опытном заводе «Нефтеавтоматика» (БОЗНА-Татарстан). Принципиальная схема установки показана на рисунке. Основным узлом этой установки, является сосуд высокого давления–бомба PVT 1 с устройством 2 для измерения объемов загружаемых в эту бомбу через вентиль 3 жидкостей и газов. Бомба PVT имеет термостатируемую рубашку для нагрева проб посредством термостата 4. Значение температур задается и поддерживаются контактным термометром 5 и замеряются в рубашке термометром 6. Рабочие давления создаются дозировочными насосами НЖР 7 и поддерживаются постоянными при помощи контактного манометра 8. Для выравнивания пульсации подачи насосов предусмотрены ресиверы 9 и накопительные бачки 10. Для перемешивания загружаемых проб и создания межфаз-

ного равновесия (нефть-газ) бомба 1 раскачивается на осях 11 при помощи ручки 12. Пробы пластовых нефтей переводятся в бомбу 1 из глубинного пробоотборника или контейнера 13.

В некоторых случаях возникает необходимость перевода в бомбу 1 отдельно отобранных проб нефти и газа. В этих случаях используется емкость с соответствующим газом 14 и пресс 15 для перевода дегазированной нефти. В дальнейшем в бомбе 1 при давлении и температуре приготавливается рекомбинированная проба, соответствующая пластовой. В процессе проведения экспериментов проводится контактная дегазация (без отвода выделяющегося из смеси газа) для определения давлений насыщения нефти газом и коэффициентов сжимаемости нефти и дифференциальная ступенчатая дегазация (сепарация) с отводом и замером объемов выделяемого газа, для определения газосодержания нефти, коэффициентов увеличения объема пластовой нефти, плотности пластовой нефти. Вязкость пластовой нефти

определяется при помощи вискозиметра 16 и вторичного прибора 17. Объемы сепарируемых газов замеряются газометром 18. Тщательное вакуумирование производится вакуум-насосом 19 и контролируется вакуумметром 20.

Все узлы и системы установки соединены между собой трубками высокого давления, а их согласованная работа обеспечивается контрольно-измерительными приборами 21 и запорной арматурой 22.

Опыты проводились по следующей методике. В лабораторных условиях, в бомбе PVT приготавливалась рекомбинированная проба (при $P=12$ МПа и $T_{нач}=46^{\circ}\text{C}$ -усредненные термобарические условия месторождений Апшеронского полуострова). На режиме истощения в бомбе равновесия производили дифференциальную дегазацию (с отводом и замерами объемов выделившегося газа). Количество выделившегося газа при этом оказалось равным 150 см^3 (табл.). При этом в нефти растворилось 450 см^3 газа.

Аналогичные эксперименты проводились последовательно для температур 45, 40, 35, ..., 15°C . По мере уменьшения температуры количество растворенного в нефти газа увеличивалось, а выделяющегося в результате дифференциальной сепарации уменьшалось (см табл.). К примеру при температуре 15°C в одинаковом объеме нефти растворялось больше газа и выделялось в

виде свободного газа значительно меньше (фактор возрастания растворимости газа в ней), чем при более высоких температурах. Последнее свидетельствует и о том, что в определенной степени ощущается влияние так называемого эффекта "защемления газа". Нижний уровень снижения температуры в 15°C выбран нами в силу того, что при температурах меньше этого значения вязкости нефтей кратно возрастают и этот фактор превалирует над фактором роста подвижности нефти за счет дополнительного растворения газа.

Таким образом резюмируя результаты экспериментальных данных можно сказать, что снижение температур до $15-20^{\circ}\text{C}$ приводит почти к удвоению объема газа растворенного в нефти, тем самым улучшая подвижность нефти и условия фильтрации в призабойной части эксплуатационных скважин, что в конечном результате приводит к росту добычи углеводородного сырья на конкретных участках залежей.

Выводы

1. Предложен способ повышающий подвижность пластовой нефти в призабойной зоне скважины.

2. Проведена конкретная экспериментальная проработка данного способа на лабораторной установке высокого давления

Таблица

Температура $^{\circ}\text{C}$	Количество растворенного газа см^3	Количество свободного газа см^3
46	450	150
45	500	100
40	530	70
35	540	60
30	550	50
25	560	40
20	570	30
15	590	10

УИПН АЗНИПИнефть.

3. Указаны объемы растворяемого и “защемляемого” в пластовой нефти природного газа.

4. Показана эффективность предлагаемого способа уменьшения вязкости нефти в пластовых условиях за счет повторного растворения в ней газа, ранее уже выделившегося в пласте.

Литература

1. Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение. // “Элм”. - 1998. - с. 198.

2. Технология и техника добычи нефти / Шуров В.И. // “Недра”. - 1983. - с. 138-145.

3. Технология применения двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. - 1983. - Выпуск 20(69). - с. 58.

4. А.с. 674475 СССР, М. кл Е 21В 43/22 Способ обработки призабойной зоны пласта / Хасаев А.М., Курбанов Х.Г..

Lay neftinin çevikliyinin yaxşılaşdırılması məsələsinə dair

C.N.Tahirov, C.H.Kazımov

Xülasə

Məqalədə, təzyiqin enməsindən asılı olaraq layda xaric olunmuş qazın neftdə yenedən həlli hesabına neftin çevikliyini artıran və neftverimini yüksəldən üsul təklif edir.

Üsulun mahiyyəti temperaturun enməsindən asılı olaraq qazın neftdə həllinin artırılması effektinin istifadəsindən ibarətdir.

Təklif olunan üsul lay təzyiqləri xeyli azalmış, neftin intensiv qazsızlaşması mərhələsində tətbiq oluna bilər (yataqların işlən-

məsinin sonuncu mərhələsi).

Lay temperaturunun quyudibi hissələrinə vurulan soyuq suyun hesabına 15-20° C –yə qədər azalması və bu yolla sərbəst qazın yenedən neftdə həlli, əlavə olaraq bu neftin çevikliyini, quyudibi zonasında flüidlərin süzülmə şəraitini yaxşılaşdırır.

Sonradan laya vurulan su həcmi sızıqıcı agent rolunu oynayır. Təcrübələr aşağıdakı metodika üzrə aparılmışdır. Laboratoriya şəraitində PVT bombasında rekombinə edilmiş nümunə hazırlanır (P=12 MPa və T_{ilkin}=46°C-də –Abşeron yataqlarının orta termobarik şəraitlərinə uyğun). Tükənmə rejimində bombada differensial qazsızlaşma aparılır (çıxan qazın həcmi ölçülməsi ilə müşayət edilir). Bu qazın miqdarı 150 sm³ olmuşdur. Neftdə isə 450 sm³ qaz həll edilmişdir. Analoji olaraq eksperimentlər pilləli 45, 40, 35, ..., 15°C-yə qədər aparılıb. Temperaturun enməsinə müvafiq olaraq neftdə həll olan qazın miqdarı artır, differensial deqazasiya nəticəsində xaric olan qazın miqdarı isə azalır. Məsələn, 15°C temperaturda, daha yüksək temperaturlarla müqayisədə, eyni həcmli neftdə daha çox qaz həll olunur, xaric olan sərbəst qazın isə azalması müşahidə olunur.

Sonuncu ona dələlət edir ki, müəyyən dərəcədə qazın “sıxılma effekti” də özünü büruzə verir. Temperaturun 15°C enmə səviyyəsinin seçilməsi onunla izah olunur ki, temperaturun daha aşağı hədlərində neftlərin özlülükləri kəskin sürətdə artır və bu amil neftin çevikliyi artımı amilini xeyli üstələyir.

Beləliklə, təcrübələrin nəticələri elə bir qənaətə gətirib çıxarır ki, quyudibi zonada temperaturun 15-20° C qədər enməsi qazın neftdə həllinin ikiqat həcmdə artımına səbəb olur. Bu da, öz növbəsində, neftin çevikliyini artıraraq və istismar quyularının quyudibi sahəsində süzülmə şəraitini yaxşılaşdıraraq, yataqların konkret hissələrində hasilatın artımını təmin edir.

About the question of mobility improvement of in-place oil

J. N. Tahirov, J. H. Kazimov

Summary

The article proposes the method about increasing of oil mobility and oil-bearing by the means of solution of gas in oil, depending on the pressure drop.

The method essence expresses the efficiency of gas solution in oil, depending on the temperature drop.

The proposed method may be applied in stage of considerable decrease of pressure, intensive degasification of oil (the last stage of a field development).

Reduction of the temperature to 15-20°C by injection of cold water to well bottom and resolution of free gas in oil improves oil mobility and filtration condition of fluid in well bottom zone.

The next volume of water injected to the layer can play a role of displacing agent. The experiments were carried out by the following technique. The recombined sample is prepared

in PVT bomb ($P=12$ MPa and $T_{start}=46^{\circ}\text{C}$ -due to the average thermobaric condition of Absheron fields). A differential degasification is conducted in a bomb at exhaustion mode. The volume of gas has been 150 sm^3 and 450 sm^3 of gases were solved in oil. The similar experiments were conducted for temperature drop, the amount of gas solved in oil is increased, but the amount of gas vented at the result of differential degasification is decreased.

For example, more gas is solved at 15°C than at the higher temperature in the same volume of oil, the vented free gas turns out to be decreasing.

The latter proves that in certain degree "compressibility effect" of gas appears. The decreasing level of 15°C temperature is chosen, because the viscosity of oil increases at lower temperature level and this factor prevails to the factor of oil mobility growth.

So, summarizing the results of experiences it is possible to tell that temperature drop to 15-20°C in bottom zone leads to two times solution of gas in oil. It ensures oil mobility, filtration condition improvement in well bottom zone and production increase in specific field parts.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИАМЕТРА НАСАДКИ (ШТУЦЕРА) НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН

Т.М. Мамедов*, Ш.А. Габибуллаева **

(*ИНИ ГНКАР, **АГНА)

Известно, что сообщение скважины с пластом достигается с применением четырех способов перфорации колонны: пулевым, кумулятивным, торпедным и пескоструйным [1, 2].

За исключением гидropескоструйного способа перфорации (ГПП) применяемые для пробивки отверстия в эксплуатационных колоннах три часто применяемых способа значительно ухудшают состояние колонны и призабойной зоны скважины, поскольку против продуктивного пласта создается мгновенное давление, достигающее до 2 тысяч МПа, под действием которого пули выбрасываются в направлении колонны. Это приводит к растрескиванию цементного кольца, в результате наблюдаются перетоки жидкостей и механических примесей из других горизонтов в продуктивный пласт [3].

Наилучшим способом достижения сообщения между продуктивным пластом и скважиной при ее несовершенстве по характеру вскрытия является применение гидropескоструйной перфорации.

Применение гидropескоструйной перфорации базируется на использовании абразивного и гидромониторного эффекта.

Перфорация скважины этим методом осуществляется специально созданной для этой цели бригадой, оснащенной передвижными насосными агрегатами, обладающими способностью развивать давление до 50-70 МПа (передвижные насосные агрегаты 2АН-500, 3АН-500, 4АН-700).

Осуществляется скоростная прокачка песчано-жидкостной смеси под большим давлением через насадки (штуцера), установленные на поверхности специально сконструированного для этой цели перфоратора.

Таким образом, просверливают колонны труб и обеспечивается сообщение с пластом. Насадки (штуцера) гидropескоструйного перфоратора изготавливаются из сверхтвердых металлов с диаметром 3; 4,5 и 6 мм, хотя при испытаниях были использованы штуцера диаметром 3; 4; 5; 6; 7 и 8 мм.

Концентрация кварцевого песка в жидкости (преимущественно в воде) колеблется от 60 до 120 кг/м³, а перепад давления в пределах 15-35 МПа. Расход песчано-жидкостной смеси через одну насадку колеблется в пределах 3,6-4,5 л/с.

На эффективность гидropескоструйной перфорации влияют такие факторы как расход песчано-жидкостной смеси (темп закачки), давление закачки, глубина образующихся каналов, диаметр используемых насадок и их количество, расстояние между насадками и колонной, изменение длины канала и т.д.

С целью проведения испытания была создана стендовая колонна, состоящая из одной, двух, трех, четырех, пяти колонн труб, расположенных по принципу труба в трубе, межкольцовое пространство которых было залито цементным раствором, приготовленным из цемента марки М-500 при водоцементном факторе 0,5.

Расстояние в межтрубном пространстве составило 10-12 мм, общая длина стендовой колонны составила 3 м, а общая толщина цементного кольца - 0,135 м. В опытах был использован кварцевый песок Волгоградского песочного карьера диаметром 0,05-0,1 и 0,1-0,3 мм.

Испытания проводились с применением передвижных насосных агрегатов 3АН-500, 4АН-700 и ЗЦА-400 с использова-

нием автоцистерн ЦР-20, пескосмесителей ЗПА и П-100.

Испытания проводились следующим образом: гидropескоструйный перфоратор, заряженный 4-мя насадками одинакового диаметра, был установлен внутри трубы против тела испытываемой колонны. При постоянстве давления нагнетания водопесочной смеси и концентрации песка вели визуальное наблюдение за процессом проведения ГПП. В момент выхода водопесочной смеси из внешней поверхности металла, покрытой цементным кольцом, фиксировали продолжительность сверления колонны. Затем при прежних условиях проведения ГПП (постоянстве концентрации песка и давления нагнетания водопесочной смеси) изменяя (перемещая) точки расположения перфоратора процесс гидropескоструйной перфорации продолжали до тех пор, пока не было достигнуто длины надреза на теле колонны 450 мм и это принималось за период завершения процесса проведения ГПП. Опыты проводились с однослойной, двухслойной, трехслойной, четырехслойной, пятислойной и шестислойной колоннами.

Результаты испытания одно и двухслойной колонны приведены в таблице 1.

Из данных таблицы 1 видно, что для сверления однослойной колонны, внешняя

поверхность которого покрыта цементным кольцом, насадкой диаметром 3 мм, потребовалось всего 2 часа, на сверление поверхности металла при постоянных давлении закачки и концентрации песка насадкой 4 мм потребовалось всего 1,5 часа. Для проведения технологического процесса ГПП с насадками диаметром 5-8 мм потребовался один час.

Для надреза на теле однослойной колонны щели длиной 450 мм насадкой диаметром 3 мм потребовалось 4 часа, насадкой диаметром 4 мм время сокращается до 3,5 часов. Такое же время необходимо и для насадки диаметром 5 мм.

Продолжительность надреза канала на теле однослойной колонны длиной 450 мм и насадкой диаметром 6 мм завершается по истечении 3 часов. Для этих целей применение насадки диаметром 7 мм способствовало осуществлению надреза на теле однослойной колонны в течение 2,5 часа. Оно достигается и насадкой диаметром 8 мм, что говорит о непроизводительном расходе энергии, необходимой для проведения ГПП.

Отметим, что увеличение слоистости колонны приводит к значительному увеличению времени, необходимого как для сверления, так и для надреза на теле колонны щели длиной 450 мм. Так, например, для сверле-

Таблица 1

Диаметр насадки, мм	Влияние диаметра насадки на продолжительность сверления ($t_{\text{св.}}$, час) и надреза на теле одно- и двухслойной колонн ($t_{\text{над.}}$, час) длиной 450 мм при постоянстве давления нагнетания 35,0 МПа и концентрации песка в водопесочной смеси 90 кг/м ³			
	Однослойная колонна		Двухслойная колонна	
	$t_{\text{св.}}$	$t_{\text{над.}}$	$t_{\text{св.}}$	$t_{\text{над.}}$
3	2	4	3.5	5.5
4	1.5	3.5	2.5	5.0
5	1.0	3.5	2.5	4.5
6	1.0	3.0	2.0	4.0
7	1.0	2.5	2.0	4.0
8	1.0	2.5	2.0	4.0

ния двухслойной колонны посредством насадки диаметром 3 мм потребовалось 3,5 часа, что на 75% больше, чем однослойном. Увеличение диаметра насадки от 3 мм до 4 мм и 5 мм соответственно требует осуществления процесса в течение 2 часа 30 минут. Как видно из данных таблицы 1, увеличение диаметра насадки от 5 до 6 мм снижает время сверления двухслойной колонны еще на 0,5 часа, что составляет 2 часа, т.е. процесс ускоряется на 75% чем при использовании насадки диаметром 3 мм.

Увеличение диаметра насадки от 6 до 8 мм не влияет на продолжительность сверления двухслойной колонны.

Представляет интерес осуществление надреза длиной 450 мм на поверхности двухслойной колонны.

Если надрез с применением насадки диаметром 3 мм происходит в течении пяти с половиной часов, то время надреза с применением насадки диаметром 4 мм сокращается на 0,5 и составляет 5 часов. Увеличение диаметра насадки до 5 мм снижает продолжительность надреза еще на 30 минут, и оно составляет 4 часа 30 минут. Как видно из данных таблицы 1 при диаметре насадок 6; 7 и 8 мм продолжительность надреза колонны составляет 4 часа и оно стабилизируется на этом уровне.

Сравнивая результаты сверления или надреза одно- и двухслойной колонн устанавливается, что при прочих равных условиях продолжительность времени в двухслойной колонне на 70-75% дольше, чем время, необходимое для этой цели в однослойной колонне.

Далее было исследовано влияние многослойности колонны на результаты гидрореспектоструйной перфорации скважины.

Результаты исследования при постоянстве давления нагнетания водопесочной смеси, а также при неизменности концентрации песка в смеси приведены в таблице 2.

Из данных таблицы 2 видно, что по мере увеличения слойности колонны продолжительность сверления и надреза существенно возрастает. Например, при трехслойной колонне с насадкой диаметром 3 мм сверление колонны происходит в течение 3 часов 45 минут, что на 15 минут дольше, чем в двухслойной колонне. По мере увеличения диаметра насадки время, необходимое для сверления колонны снижается, и оно стабилизируется в пределах 2 ч.30 минут для насадок диаметром 7 и 8 мм.

Увеличение слойности колонны до 3 на продолжительность надреза на теле колонны щели длиной 450 мм заметного влияния не оказывает. Так, например, при

Таблица 2

Диаметр насадки, мм	Влияние слойности на продолжительность сверления ($t_{св}$, час) и надреза на теле многослойной колонны ($t_{над}$, час) длиной 450 мм при постоянстве давления закачки водопесочной смеси 35 МПа и концентрации песка в смеси 90 кг/м ³					
	Трехслойная колонна		Четырехслойная колонна		Пятислойная колонна	
	$t_{св}$	$t_{над}$	$t_{св}$	$t_{над}$	$t_{св}$	$t_{над}$
3	3ч.45мин	5ч.45мин	4ч.	6ч.	8ч.20мин	10ч.20мин
4	2ч.30мин	5ч.20мин	3ч.40мин	5ч.35мин	6ч.40мин	9ч.
5	3ч.	4ч.50мин	3ч.10мин	5ч.10мин	5ч.50мин	7ч.40мин
6	2ч.30мин	4ч.40мин	2ч.45мин	4ч.50мин	5ч.10мин	6ч.45мин
7	2ч.	4ч.15мин	2ч.40мин	4ч.50мин	4ч.40мин	5ч.50мин
8	2ч.	4ч.15мин	2.40мин	4ч.50мин	4ч.40мин	5ч.50мин

прочих равных условиях (диаметра насадки) оно колеблется от 15 минут (для насадки диаметром 3 мм) до 30 минут (для насадки диаметром 6 мм). Представляет интерес тот факт, что продолжительность сверления двух- и трехслойной колонны составляет 2 часа, когда используются насадки диаметром 7 и 8 мм (см. табл.1 и 2).

Подобное наблюдается и для четырехслойной колонны, когда диаметр насадок составляет 3-5 мм.

В случаях, когда сверление или надрез колонны осуществляется насадками диаметром 7 и 8 мм наблюдается заметное увеличение времени процесса. Например, для сверления колонны насадками 7 и 8 мм потребовалось 2 ч. и 2ч.40 минут соответственно.

Из данных таблицы 2 видно, что увеличение слойности колонны до 5-ти заметно влияет как на время сверления, так и на продолжительность надреза на теле колонны щели длиной 450 мм. Например, сверление 5-слойной колонны посредством насадки диаметром 3 мм происходит по истечении 8 ч.20 минут, что в два с лишним раза больше, чем для случая с четырехслойной колонной.

Подобное наблюдается и при применении насадок с большим диаметром. Например, при использовании насадок диаметром 7 и 8 мм продолжительность сверления пятислойной колонны завершается по истечении 4 ч.40 минут. По сравнению с четырехслойной колонной потребное время растет почти в два раза.

Для надреза на теле пятислойной колонны щели длиной 450 мм с применением насадки диаметром 3 мм потребовалось 10 ч.20 минут. Щели надрезаются насадками 4; 5 и 6 мм за 9 часов; 7ч.40 мин. и 6 ч.45 минут соответственно.

Из данных таблицы 2 также видно, что независимо от слойности колонны продолжительность процесса сверления и надреза канала длиной 450 мм на ее теле с применением насадок диаметром 7 и 8 мм имеет одинаковый результат.

В стендовых испытаниях изучали влияние диаметра насадки на процесс сверления и надреза на теле шестислойной

колонны щели длиной 450 мм при постоянстве давления и закачки водопесочной смеси 35 МПа и неизменности концентрации песка в воде 90 кг/м³. Результаты исследования приведены на рис.1, откуда видно, что для сверления шестислойной колонны, межкольцевое пространство которой заполнено цементным камнем марки М-500, потребовалось 10 часов. Увеличение диаметра насадки от 3 до 4 мм (при прочих условиях) способствовало сокращению времени сверления колонны на 2 часа, т.е. процесс сверления шестислойной колонны завершается в течение 8 часов.

Из кривой 2 рис.1 также видно, что для надреза на теле шестислойной колонны щели длиной 450 мм с применением насадки диаметром 3 мм потребовалось 12 часов, щели длиной 450 мм со штуцерами 4 и 5 мм потребовалось 10 часов 30 минут и 9 часов 40 минут соответственно.

В отличие от предыдущих опытов при надрезе на теле шестислойной колонны щели длиной 450 мм с применением насадки диаметром 6 мм тоже потребовалось 9 часов 40 минут. Потребное время для надреза на теле шестислойной колонны щели длиной 450 мм с применением насадки диаметром 7 мм составило 9 часов, оно не изменилось и при использовании насадки диаметром 8 мм.

Анализируя результаты проведенных исследований необходимо отметить два, друг от друга отличных характерных момента.

Первое относится к процессу сверления или надреза до четырех слоев и второе – к сверлению или надрезу колонны со слоями более, чем четыре. Как видно из результатов, при прочих равных условиях, время, необходимое для сверления или же надреза колонны, где слойность составляет до четырех при проведении технологического процесса определенному напряжению подвергаются и другие слои и в тех случаях, когда слойность колонны составляет пять и более, указанное напряжение не достаточно заметно влияет на колонны, в результате чего процесс завершается в два раза позже, чем при первом.

Также было изучено влияние давления закачки водопесочной смеси (Рзак.,

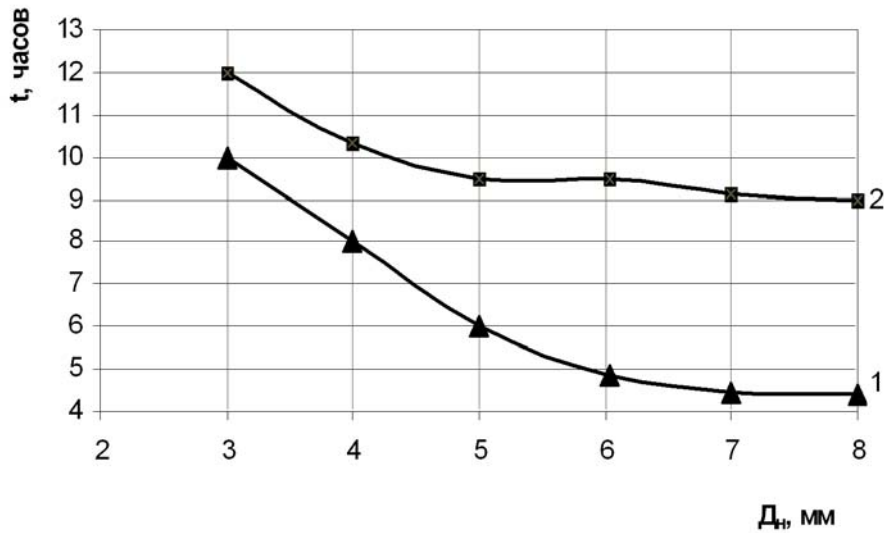


Рис.1 Влияние диаметра насадки (D_n, мм) на продолжительность (t, час) сверления или надреза (тсв., час) 6-тислойной колонны при постоянстве давления нагнетания смеси P=35 МПа и концентрации песка в смеси – 90 кг/м³
 1 – время пробивания 6-тислойной колонны
 2- время надреза 6-тислойной колонны длиной 450 мм

МПа) на продолжительность надреза на теле шестислойной колонны щели длиной 450 мм, при постоянстве концентрации песка в воде, равной 90 кг/м³.

Результаты исследований приведены на рис.2, из которого видно, что при давле-

нии нагнетания водопесочной смеси, равном 25 МПа потребное время для надреза на теле шестислойной колонны, щели длиной 450 мм при использовании насадки диаметром 3 мм составляет 17 часов (кривая 1). В случае, когда используется для этой цели насадка

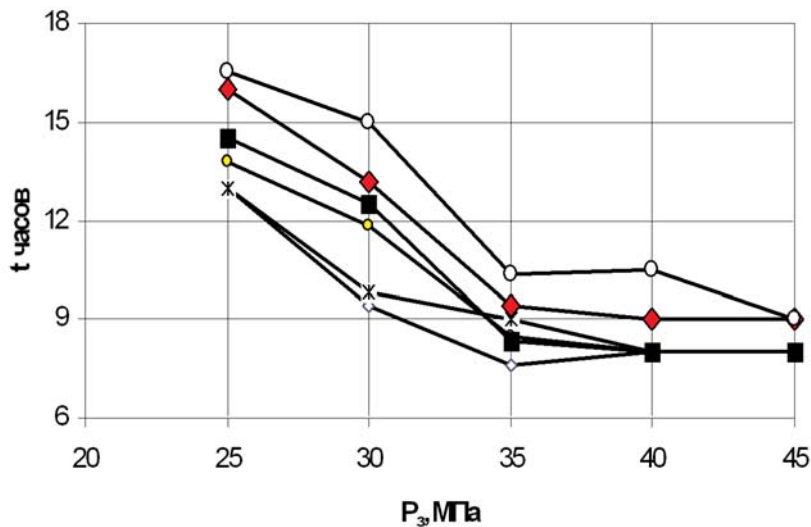


Рис.2 Влияние давления закачки (P_з, МПа) водопесочной смеси на продолжительность надреза 6-ти слойной колонны с цементным кольцом (t, час). Концентрации песка в воде постоянна и составляла 90 кг/м³
 1, 2, 3, 4, 5 и 6 – при диаметре насадки
 3, 4, 5, 6, 7 и 8 соответственно

диаметром 4 мм, потребное время сокращается до 16 часов (кривая 2). Дальнейшее увеличение диаметра насадки до 5 и 6 мм сокращает потребное время для надреза щели на поверхности шестислойной колонны до 14,5 и 13,5 часов соответственно (кривые 3 и 4). Увеличение давления закачки водопесочной смеси до 30 МПа снижает продолжительность надреза на теле шестислойной колонны для насадок диаметром 3; 4; 5; 6; 7 и 8 мм до 15; 13; 12,5; 12; 10,5 и 9,5 часов (кривые 1; 2; 3; 4; 5 и 6) соответственно. Дальнейшее повышение давление нагнетания водопесочной смеси весьма уменьшает продолжительность надреза шестислойной колонны.

Например, при давлении нагнетания водопесочной смеси, равном 35 МПа продолжительность надреза при использовании насадок 3 и 4 мм составляет 10 и 9,6 часов (кривые 1 и 2) соответственно. А при использовании насадок 5 и 6 мм оно еще сокращается и составляет 9 и 8,6 часов (кривые 3 и 4) соответственно. В тех случаях, когда надрез шестислойной колонны осуществляется насадками диаметром 7 и 8 мм оно составляет приблизительно 8 часов (кривые 5 и 6). Проведенные стендовые исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. При прочих равных условиях с увеличением слойности колонны продолжительность процесса сверления или надреза колонны растет на 70-75%. Это особенно проявляется, когда слойность колонны металла превышает 4 слоя.

2. Увеличение диаметра насадки сокращает потребное время для сверления или надреза колонны с применением ГПП на 40-50%.

3. Осуществление ГПП скважин с применением насадок диаметром более 6 мм нецелесообразно, поскольку процесс сопровождается большими непроизводительными затратами.

4. Оптимальное давление закачки водопесочной смеси при ГПП скважин колеблется в пределах 30-35 МПа.

Литература

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М., Недра, 1983, 509 с.
2. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. проф. Ш.И.Гиматудинова. М., Недра, 1974.
3. Муравьев В.М. Спутник нефтяника. М., Недра, 1977.

Quyuların hidroqumşırnağı perforasiyasının səmərəliliyinə ucluğun (ştuserin) diametrinin təsirinin tədqiqi

T.M.Məmmədov, Ş.H.Nəbibullayeva

Xülasə

Quyuların hidroqumşırnağı perforasiyasının göstəricilərinə ucluğun təsirinin stend tədqiqatlarının göstəriciləri verilmişdir.

Müəyyən edilmişdir ki, su-qum qarışığının təzyiqinin sabit saxlandığı və suda qumun konsentrasiyasının dəyişmədiyi hallarda ucluğun diametrinin artırılması çoxqatlı kəmərin üzərində deşilmə və ya kəsik prosesinin 70-75% sürətlənməsinə səbəb olur.

Aşkar edilmişdir ki, beşqatlı kəməre nisbətən dördqatlı kəməre qədər deşilmə və kəsmə prosesi 2,5 dəfə tez başa çatır. Bu onunla izah edilir ki, qatların sayı 4 kəmərdən artıq olmadıqda NQŞ perforasiyası hidromonitor effekti verir, kəmərlərin qatının artması zamanı bu effekt itir və təbiidir ki, kəmərin deşilmə müddəti artır.

Quyuları NQŞ perforasiyasının ucluğun diametri 6 mm-dən böyük olmamaq şərti ilə tətbiqini həyata keçirmək məqsədəuyğundur, belə ki, ucluğun diametri 7 və 8 mm və s. olduqda əlavə xərclərin artmasına səbəb olur.

Research of influence of bean diameter on efficiency of hydro-sandblast perforation of wells

T. M. Mamedov, Sh. H. Habibullayeva

Summary

The indication of researches of influence of a bean on parameters of hydro-sandblast perforation of wells is given in this article.

It was found out that increase of diameter of a bean accelerated the process of perforation or section on multilayered column by 70-75 % in the condition when the pressure of water-sand mixture was constant and sand content was

unchanged in water.

Besides it was obvious that perforation and section process up to four layered column ceased 2, 5 times earlier in comparison with five-layered column. It can be explained so that, if the quantity of the layer is not more than four columns, the hydro-sandblast perforation gives an effect of jet gun, during the increase of column layers this effect loses and the perforation duration grows.

It is expedient to apply the well hydro-sandblast perforation by the bean, diameter of which is not more than 6mm, if the diameter of the bean is 7 and 8 mm, it causes to the increase of expenditure.

MAYE QARIŞIĞININ KOMPRESSOR BORULARINDA QUM TIXACININ ƏMƏLƏGƏLMƏSİNƏ TƏSİRİ

T. M.Məmmədov, İ.N.Bəbirov, Z. Ə.Babayeva

(ARDNŞ-nin ETİ)

Neft yataqlarının işlənməsi müddətində istismar horizontu dinamik və statik gərginliklərə məruz qalır. Dinamiki gərginliklərə ən çox təsir edən amillərdən biri quyu işləyərkən layda yüksək tezlikli, kiçik amplitudlu dalğaların yaranmasıdır. Bu dalğalar digər gərginliklərlə bərabər, lay süxurunu siffuziyaya məruz qoyur və nəticədə onu dağıdır və o lay flyuidi ilə birlikdə quyu lüləsinə daxil olur. Quyu lüləsi ilə yer səthinə doğru hərəkət edən mexaniki qarışıqlar (qum, gil, kolmataşiya məhsulları və i.a.) öz abrazivlik xüsusiyyətlərinə görə quyudaxili və yerüstü metal avadanlıqları sıradan çıxarır, quyudibi sahədə, onun süzgəc hissəsində və hətta metal borularda çökərək müxtəlif əngəllər yaradır ki, bunun ləğvi üçün digər əlavə tədbirlərin görülməsi tələb olunur və beləliklə quyunun istismar göstəriciləri ciddi pisləşir.

Quyu lüləsinə daxil olmuş mexaniki qarışıqların yer səthinə çıxarılması üçün iki üsuldan-qarışıqın hərəkət sürətinin artırılmasını təmin edən müvafiq avadanlıqla quyunun təchizi və mexaniki qarışıqın mayedəki qatılığını azaltmaq üçün texnoloji tədbirlərin aparılmasından istifadə edilir.

Kompressor istismarı üsulunda mayenin quyu lüləsi boyu hərəkət sürətinin artırılması üçün kiçik qabaritli konstruksiyalı liftlərdən, iki sıralı kombinə olunmuş və mümkün olan hallarda quyunun eyni zamanda birinci və ikinci sıra borularından (eyni zamanda quyunun həm həlqəvi və həm də boru arxasına işçi agentinin vurulması) işləməsinin təminindən istifadə olunur. Quyuların kompressor üsulu ilə istismarında laydan gələn maye- mexaniki qarışıqındakı bərk fazanın quyudakı birinci sıra borularının «quyuğ»unda çökməməsi üçün (əgər quyu iki sıralı kombinə edilmiş liftlə işlədirsə)

boru arxasına vaxtaşırı neft vurulur. Bununla da quyuya lay flyuidi ilə birlikdə daxil olmuş mexaniki qarışıqların mayedəki qatılığı azaldılır ki, bu da öz növbəsində onların borularda çökməsinin qarşısını alır və onlar maneəsiz yer səthinə çıxarırlar.

Lakin quyuların kompressor üsulu ilə istismarında borularda qum tıxacının yaranmasının bir çox aspektləri indiyə qədər öyrənilməmişdir.

Bu baxımdan, yeganə ədəbiyyat 2008-ci ildə ARDNA-nın nəşriyyatında dərc olunmuş T.Ş.Salavatov, S.F.Əhmədov və B.A. Osmanovun « Neftin quyu ilə çıxarılması texnologiyası» adlı dərslikdə yer ayrılmışdır. Bununla belə quyuların kompressor üsulu ilə istismarında qaldırıcı borularda tıxac əmələgəlmə səbəblərini tədqiq etmək və onlarla mübarizənin səmərəli üsulunu işlənilib hazırlanması neftçixarmanın aktual problemlərindəndir.

Bunu nəzərə alaraq xüsusi hazırlanmış qurğuda tədqiqat aparılmışdır (şəkil 1). Sınaq qurğusunun əsas hissələri aşağıdakılardır: Uzunluğu 2200 mm və diametri 89 mm olan şüşədən hazırlanmış istismar kəməri (1), diametri 29 mm və uzunluğu 380 mm olan, quyuya buraxılmış birinci sıra borularının «quyuğ» hissəsi (2), diametri 43 mm və uzunluğu 1815 mm şüşə borudan olan birinci sıra boruları (3), diametri 28 mm və uzunluğu 1800 mm şüşədən hazırlanmış ikinci sıra boruları (4), quyuda sınaqdan keçiriləcək mayeni saxlamaq üçün 1,0 m³ həcmli metal tutum (5), quyuya vurulacaq məhlulların ötürülməsi üçün diametri 8 mm olan atqı xətti (6), quyunun həlqəvi fəzasına (7) və ya boru arxası fəzaya (8) mave vurmaq üçün (istiqamətləndirmək üçün) üçlük (9), quyudan çıxan qarışıqın miqdarını təyin etmək üçün üstündə

şkala olan tutum (10), 10 tutumundan 5 metal tutuma maye vurmaq üçün nasos (11), quyuya vurmaq üçün işçi agentı olan balon (12), quyuya vurulan işçi agentin miqdarını göstərən sərflöçən (13), işçi təzyiqi göstərən manometr (14) quyunun müvazinətini saxlayan dayaq (15).

Tədqiqat aşağıdakı ardıcılıqla aparılmışdır: Sınaqdan çıxarılaacaq qarışıq (maye ilə bərk faza qarışığı) 10 tutumundan 11 nasosu ilə 5 metal tutuma vurulur. Sonra qarışıq hündürlüyü 3 m olan (5) tutumundan quyunun boru arxası (8) fəzaya istiqamətləndirilir və quyuya qarışıqla dolduqca quyunun həlqəvi fəzasına (7) sıxılmış hava verilərək $Q = t(V_0)$ asılılıq əyrisi qurulur və onun nəticələrinə uyğun onun optimal rejimi seçilmişdir. Tədqiqat müddətində qaz-maye qarışığının hərəkət sürəti saniyyədə 300 mm olmuşdur. Sınaqdan çıxarılan mayenin həcmnin 3 %-i qədər diametri 0,85 -1,2 mm olan kvarts qumunu mayeyə tədricən əlavə edərək, qarışığın (qaz-maye –qum qarışığının) 8-12 saat ərzində dövrəni yaradılmış və bu müddət ərzində birinci sıra boruların «quyruq» hissəsində qumun çöküb-çökməməsi vizual öyrənilmişdir.

Tədqiqat 303-305 K temperaturalarda aparılmışdır.

Tədqiqatda su fazası kimi Qaraçuxur yatağının ikinci horizontunun suyundan istifadə edilmişdir. Qaraçuxur yatağının ikinci horizontunun suyu cod tiplidir və onun düzlülüğü -13,20 Be-dir.

Suyun tərkibində C -2 31,5; SO₄-o; HCO₃ -0,4; RCOO-0,1; Ca – 27,3; Mg-17,2; Na+ K-187,0 mq / ekv yodun miqdarı -15 və Br-isə 118mq/ ekv-dir.

İlk öncə tədqiqat neftsiz su ilə aparılmış və mayenin müəyyən dövrəindən birinci sıra borularının «quyruq» hissəsində qum-çökmə intensivliyi öyrənilmişdir. Sonra lay suyuna onun həcmnin 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80 və 90 % neft qatmaqla borularda qum-çökmə təyin edilmişdir.

Sınaqda üç model neftdən istifadə edilmişdir. Onlardan biri nyuton xassəli, ikisi isə, eyni reoloji xüsusiyyətli qeyri nyuton tiplidirlər.

Nyuton tipli neftin sıxlığı 303 K temperaturda 812 kq/ m³, struktur özlülüyü 2,3 m Pa. s və həddi sürüşmə gərginliyi isə $\sigma = 0$ olmuşdur.

Tədqiqatda eyni reoloji xüsusiyyətli qeyri nyuton xassəli neft modeli yuxarıdakı xarakteristikalı nyuton tipli neftə ayrılıqda parafin və qətran qatmaqla əldə edilmişdir.

Qeyd etmək lazımdır ki, nyuton xassəli neftə 6% parafin qatmaqla, onun həddi sürüşmə gərginliyi = 83,5•10⁻⁷ MPa, struktur özlülüyü isə 95,5 mPa-s, sıxlığı isə 865 kq/m³ olmuşdur.

Nyuton xassəli neftə qətran əsaslı qeyri nyuton xüsusiyyət aşılamaq üçün ona 19,5 % qətran qatmaq lazım olmuşdur və hazırlanan üçüncü model neft- qətran əsaslı qeyri nyuton xassəli neft aşağıdakı reoloji xüsusiyyətə malik olmuşdur: neftin həddi sürüşmə gərginliyi = 83,3 •10⁻⁷ MPa, struktur özlülüyü 96 m Pa.s və sıxlığı isə 867 kq / m³ olmuşdur.

Lay suyu –qum qarışığında nyuton xassəli neftin qatılığının quyudakı birinci sıra borularının «quyruq» da tıxac əmələgəlməyə təsiri üzrə aparılmış tədqiqatların nəticələri cədvəl 1-də verilir.

Cədvəl 1- dən görünür ki, «təmiz» lay suyunda diametri 0,8-1,2 mm olan kvarts qumunun miqdarı 3 % olduqda qarışığın qaldırıcı liftə 12 saat dövrəində kompressor quyusunun birinci sıra borularının «quyruq» hissəsinin 82 %-i qum tıxacı ilə bağlanır və bu ilk 8 saat ərzində baş verir, 4 saat ərzində tıxac əmələgəlmə müşahidə olunmur. Cədvəldən görünür ki, lay suyuna 10 % nyuton xassəli neftin qatılması, az da olsa qum tıxacının yaranmasını azaldaraq 80 % -ə endirir. Lay suyunda 20 % neft olanda tıxac əmələgəlmə boruların «quyruq» hissəsinin 65 %-ni əhatə edir. Bu ilk 10 saatda başa gəlir. Cədvəldən görünür ki, suyun tərkibində 30; 40 və 50 % neft olanda, quyudakı birinci sıra borularının «quyruq» hissəsinin müvafiq olaraq 55; 50 və 50 %-i qum tıxacı ilə bağlanır.

Lay suyunun tərkibinə nyuton xassəli neftin miqdarı 60; 70 və 80 % olanda boruların «quyruq» hissəsinin qum tıxacı ilə bağlan-

ma faizi sabit olub müvafiq olaraq 50; 50 və 55 % təşkil edir.

Lay suyu-qum qarışığında neftin miqdarının 90 və 100 %-ə çatdırılması və ya quyuda neft-qum qarışığının 12 saat ərzində dövrənində birinci sıra boruların «quyruq» - unda tıxac əmələgəlmə artaraq 60 və 60 % olur.

Burada iki məqam diqqəti cəlb edir: birinci məqam odur ki, qarışığın 12 saatlıq dövrənində birinci sıra borularının «quyruq» hissəsində qum tıxacı əmələgəlmə, əməliyyatın ilk 8-10 saati ərzində baş verir. Qalan 2-4 saatda isə tıxac əmələgəlmə müşaiyət olunmur. Bu onunla izah olunur ki, qarışığın dövrən müddətində boruların səthinə qumun çökməsi onun sistemdəki qatılığının azalmasına səbəb olur ki, nəticədə mexaniki qarışığın maye ilə birlikdə yer səthinə tam çıxarılması təmin olunur. Digər- ikinci məqam odur ki, qarışığın tərkibində neftin artması ilk növbədə tıxac əmələgəlməni azaldır və neftin sonrakı artımı tıxacın artması ilə müşahidə olunur. Bu onunla izah olunur ki, su-qum qarışığında neftin qatılığının müəyyən qiymətində sistemin özlülüyü artır və bu qarışıqda qumun asılı vəziyyətdə qalaraq, çökməsinə şərait yaradır. Yəni qarışığın müəyyən qiymətində

özlülüyün artması qumun şırnaqla birlikdə hərəkətini təmin edir və onun çökməsinə imkan vermir

Bunun səbəbini öyrənmək üçün, su-qum qarışığına neftin qatılmasının sistemin struktur özlülüyünə təsiri tədqiq edilmiş və onun nəticələri cədvəl 2-də verilir.

Cədvəl 2-dən görünür ki, su-qum qarışığına 50; 60 və 70 % nyuton xassəli neftin qatılması, qarışığın struktur özlülüyünü müvafiq olaraq 72; 96 və 93 m Pa.s-ə qədər artırır və sistem çox dayanıqlı özlülüyə malik olur ki, bu da qumun onun tərkibində asılı halda qalmasını təmin edir və beləliklə qumun borularda çökməsinin qarşısı alınır və nəhayət o, maye ilə birlikdə yer səthinə çıxarılır.

Cədvəl 2-dən o da görünür ki, lay suyu – qum qarışığında neftin miqdarı 90-100 % olanda onun struktur özlülüyü azalır. Bu o deməkdir ki, neftin qum fraksiyasını özündə asılı halda saxlamaq qabiliyyəti azalır ki, nəticədə, onun quyudakı birinci sıra borularının «quyruq» hissəsində çökməsinə şərait yaranır. Lay suyu –qum qarışığına qeyri nyuton xassəli neftin qatılmasının quyudakı birinci sıra borularının «quyruq» hissəsində qumun çökməsinə təsirini öyrənmək məqsədi ilə tədqiqat həm parafin və həm də qətran əsaslı neftlər ilə

Cədvəl 1

Su-qum qarışığında nyuton xassəyə malik neft modelinin miqdarı, %	Su-qum qarışığında bərk fazanın göstəriciləri		Qarışığın tam dövrən, saat	Birinci sıra borularının «quyruq»-nun qumla bağlanması %-i, saatda	
	diametri, mm	qatılığı, %		%	Saat
1	2	3	4	5	6
0	0,8-1,2	3,0	12	82	8,0
10	0,8-1,2	3,0	12	80	8,0
20	0,8-1,2	3,0	12	65	10,0
30	0,8-1,2	3,0	12	55	9,0
40	0,8-1,2	3,0	12	50	9,0
50	0,8-1,2	3,0	12	50	9,0
60	0,8-1,2	3,0	12	50	8,0
70	0,8-1,2	3,0	12	50	8,0
80	0,8-1,2	3,0	12	55	9,0
90	0,8-1,2	3,0	12	60	9,0
100	0,8-1,2	3,0	12	60	9,0

aparılmışdır.

İkinci model neftin-parafin-əsaslı qeyri nyuton tipli neftin su-qum qarışığındakı qatılığının kompressor quyusunun birinci sıra borularının quyruğunda qum tıxacı əmələgəlməsinə təsiri üzrə aparılmış tədqiqatın nəticələri cədvəl 3-də verilir.

Cədvəl 3-dən görünür ki, lay suyu-qum qarışığında neft olmayanda quyunun birinci sıra borularının «quyruq» hissəsi 83 % qum tıxacı ilə bağlanır və bu 8 saat ərzində baş verir. Quyuda maye dövrəni 12 saat müddətində davam etdirilmişdir və sonrakı 4 saat ərzində birinci sıra borularının «quyruq» hissəsində tıxac əmələ gəlmə baş vermir.

Su-qum qarışığına 10 % ikinci model

nefti- parafin əsaslı qeyri nyuton neftinin qatılması tıxac əmələgəlməni 13 % azaldaraq, 70 % –ə endirir. Bu 8 saat müddətində baş verir və sonrakı 4 saat ərzində tıxac əmələgəlmənin miqdarı artmır.

Cədvəldən görünür ki, su-qum qarışığına 20 və 30 % ikinci model qeyri nyuton nefti əlavə edəndə birinci cərgə borularının quyruğunda tıxac əmələgəlmə müvafiq olaraq 58 və 25 % olur.

Su – qum qarışığında parafin əsaslı (ikinci model) qeyri nyuton tipli neftin miqdarı artırılaraq 40; 50 və 60 % olanda borularda tıxac əmələ gəlmə müvafiq olaraq 25; 15 və 20 %-ə qədər azalır və neftin qarışıqdakı miqdarının 70 və 80-ə % çatdırılması tıxac

Cədvəl 2

Su – qum qarışığında 1-ci model nyuton xassəli neftin miqdarı, %	Qarışığın struktur özlülüyü, mPa.s
0	1,03
10	5,6
20	14,5
30	25,0
40	36,5
50	72,0
60	96,0
70	93,0
80	46,0
90	19,5
100	2,3

Cədvəl 3

Su-qum qarışığında 2-ci model parafin əsaslı qeyri nyuton xassəli neftin miqdarı, %	Su-qum qarışığında bərk fazanın göstəriciləri		Qarışığın ümumi dövrəni müddəti, saat	Birinci sıra borularının «quyruğu»nun qumla bağlanması, %-i, saat	
	diametri, mm	miqdarı, %		%	saat
1	2	3	4	5	6
0	0,8-1,2	3,0	12	83	8
10	0,8-1,2	3,0	12	70	8
20	0,8-1,2	3,0	12	58	9
30	0,8-1,2	3,0	12	25	9
40	0,8-1,2	3,0	12	25	8
50	0,8-1,2	3,0	12	15	10
60	0,8-1,2	3,0	12	20	10
70	0,8-1,2	3,0	12	35	10
80	0,8-1,2	3,0	12	38	12
90	0,8-1,2	3,0	12	40	12
100	0,8-1,2	3,0	12	40	12

əmələgəlməni müvafiq olaraq yenidən 35 və 38 % çatması ilə nəticələnir. Nəhayət, quyuda tərkibində 10 % su- qum qarışığı və 90 % ikinci model neftin-parafin əsaslı qeyri nyuton xassəli mayenin və susuz neftlə qum qarışığından ibarət sistemin 12 saatlıq dövrünü müddətində birinci sıra boruların «quyruq» hissəsində qum tıxacı əmələgəlmə müvafiq olaraq 40 və 40 % təşkil edir.

Cədvəl 3-dəki rəqəmlərdən görünür ki, eyni bərabər şəraitdə lay suyu-qum qarışığına birinci model neftə nisbətən, ikinci model neftin qatılması kompressor quyusunun birinci sıra borularının «quyruq» hissəsində daha az qum tıxacının əmələ gəlməsinə nail olunur. Məsələn üçün lay suyu-qum qarışığına 10; 20; 30; 40; 50 və 60 % birinci model neft əvəzində ikinci model neftin tətbiqi, borularda tıxac əmələgəlməni müvafiq olaraq 10; 7; 5; 10; 35 və 30 % azaldır (cədvəl 1 və 3-ə baxın). Buna səbəb qeyri nyuton xassəli parafin əsaslı neftin yüksək özlülüyü ilə bərabər, sistemin bərk faza tərəfindən dispersləmək gərginliyinə dözməsi və qarışığın strukturunun inversiyaya az uğramasına malik olması ilə izah olunur.

Reoloji xüsusiyyətlərinə görə ikinci model neftlə eyni olub, ancaq qətran əsaslı üçüncü model qeyri nyuton xassəli neftin lay suyu-qum qarışığındakı qatılığının kompressor quyusunun birinci sıra borularının «quy-

ruq» hissəsində qum tıxacı əmələgəlməyə təsiri tədqiq edilmiş və onun nəticələri cədvəl 4-də verilir.

Cədvəl 4-də görünür ki, qeyri nyuton tipli 3-cü model-qətran əsaslı neftin lay suyu-qum qarışığına qatılmasından alınan nəticə ikinci model neftin tətbiqindən kəskin seçilir və nəticə etibarilə o, daha çox lay suyu-qum qarışığında nyuton xassəli neftdən alınan nəticəyə meyillidir. Belə ki, lay suyu-qum qarışığına 10 % üçüncü model nefti-qətran əsaslı qeyri nyuton tipli neft qatanda, qarışığın dövrünü müddəti 12 saat olduğu halda, birinci sıra borularının «quyruq» hissəsinin 77 %-i qum tıxacı ilə bağlanır. Bu məqsədlə ikinci model nefti, yəni parafin əsaslı nefti tətbiq edəndə, boruların «quyruq» hissəsinin 70 %-i tıxacla əhatə olunur. Cədvəl 4-dən o da görünür ki, quyunun birinci sıra borularının «quyruq» hissəsinin tıxacla bağlanan həcmi parafin əsaslı qeyri nyuton xassəli neftin tətbiqindən 15-70 % olduğu halda, bu göstərici üçüncü model-qətran əsaslı qeyri nyuton xarakterli neftin tətbiqindən 28-77 % arasında dəyişir. Beləliklə eyni reoloji xüsusiyyətə malik olub, parafin əsaslı qeyri nyuton xüsusiyyətli neft, qətran əsaslı neftdən fərqli olaraq, lay flyuidinin tərkibindəki mexaniki qarışıqların borularda çökməsinin qarşısını daha uğurla almaq qabiliyyətinə

Cədvəl 4

Su-qum qarışığında üçüncü model neftin-qətran əsaslı qeyri nyutonlu neftin miqdarı, %	Su-qum qarışığında bərk fazanın göstəriciləri		Qarışığın ümumi dövrünü müddəti, saat	Birinci sıra borularının «quyruğunun» qumla bağlanması, % və saat	
	diametri, mm	miqdarı, %		%	saat
1	2	3	4	5	6
0	0,8-1,2	3,0	12	83	8
10	0,8-1,2	3,0	12	77	8
20	0,8-1,2	3,0	12	62	9
30	0,8-1,2	3,0	12	28	9
40	0,8-1,2	3,0	12	33	9
50	0,8-1,2	3,0	12	42	9
60	0,8-1,2	3,0	12	42	8
70	0,8-1,2	3,0	12	45	8
80	0,8-1,2	3,0	12	45	8
90	0,8-1,2	3,0	12	45	9
100	0,8-1,2	3,0	12	46	9

malikdir.

Qeyd etmək lazımdır ki, təcrübədə «təmiz» parafinli və ya qətran tərkibli qeyri nyuton xüsusiyyətli neftli laylara az təsadüf olunur.

Bunu nəzərə alaraq, sınaq qurğusunda alınan nəticələri naturaya yaxınlaşdırmaq üçün, tədqiqatda istifadə olunan ikinci və üçüncü model neftlərdən, yəni parafin və qətran əsaslı qeyri nyuton xassəli neftlərdən daha üç yeni model (4; 5 və 6-cı modellər) neft hazırlanmış və onların tətbiqi ilə yuxarıda göstərilən tədqiqatlar davam etdirilmişdir. Hazırlanan yeni üç model neftlər əvvəlki qeyri nyuton xassəli ikinci və üçüncü model neftlərin aşağıdakı nisbətdə qarışığından hazırlanmışdır: dördüncü model neftin tərkibinə 75 % parafin və 25 % qətran əsaslı qeyri nyuton tərkib; beşinci model neftin tərkibində 50 % parafin və 50 % qətran əsaslı qeyri nyuton tərkib və altıncı model neftdə isə 25 % parafin və 75 % qətran əsaslı qeyri nyuton tərkibli neft daxil edilmişdir.

İlk öncə yaradılmış yeni üç model (4; 5 və 6-cı model neftlər) neftlərin lay suyundakı qatılığının qarışığın struktur özlülüyünə və həddi sürüşmə gərginliyinə təsiri tədqiq olunmuş və onların nəticələrinə əsasən şəkil 2 və 3-dəki ayrılar qurulmuşlar. Şəkil 2-dəki ayrılardan görünür ki, lay suyu-qum qarışığında 4-cü model neftin (1 əyrisi) miqdarı 10; 20 və 30 % olanda sistemin struktur özlülüüyü müvafiq olaraq 9,0; 28,5 və 62,5 mPa-s olur.

Lay suyu –qum qarışığına 40 və 50 % 4-cü model neftini qatanda struktur özlülük 147 və 200 mPa.s-ə qədər artır. Qarışığın tərkibində dördüncü model neftin miqdarı 60; 70; 80 və 90 % olanda struktur özlülük tədricən azalaraq müvafiq olaraq 182,0; 151; 125 və 118 mPa. s-ə enir.

Lay suyu –qum qarışığına 10; 20 və 30 % 5-ci model nefti əlavə edəndə sistemin struktur özlülüüyü müvafiq olaraq 8,5; 24 və 56 mPa ·s-ə çatır (2 əyrisi). Su-qum qarışığına 5-ci model neftindən 40; 50 və 60 % qatanda struktur özlülük artaraq, 138 və 188 mPa. s-ə qədər artır və sonra o, 178 mPa.s-ə qədər azalır. Bu cür azalma su-qum qarışığında 5-ci model neftinin qatılığı 70; 80 və 90 % olanda

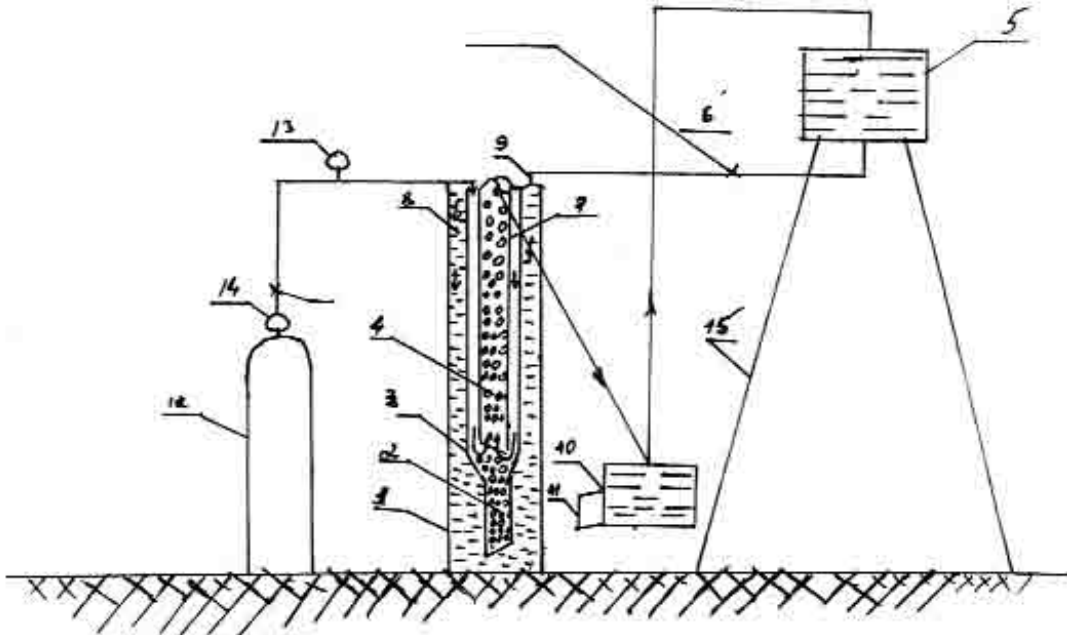
da müvafiq olaraq 114; 107 və 102 mPa. s-olur.

Lay suyu-qum qarışığına 10; 20; 30 və 40 % 6-cı model nefti qatanda sistemin struktur özlülüüyü intensiv artaraq, 8; 24; 43 və 98 mPa.s-ə qədər artır. Bu artım qarışıqda 6-cı model neftin miqdarı 50 % olanda da müşahidə olunur. Belə ki, sistemin struktur özlülüüyü 156 mPa. s-ə qədər artır. Lakin su-qum qarışığında 6-cı model neftin sonrakı artımı, struktur özlülüüyünün azalması ilə müşahidə olunur (şəkil 2-dəki 3 əyrisi).

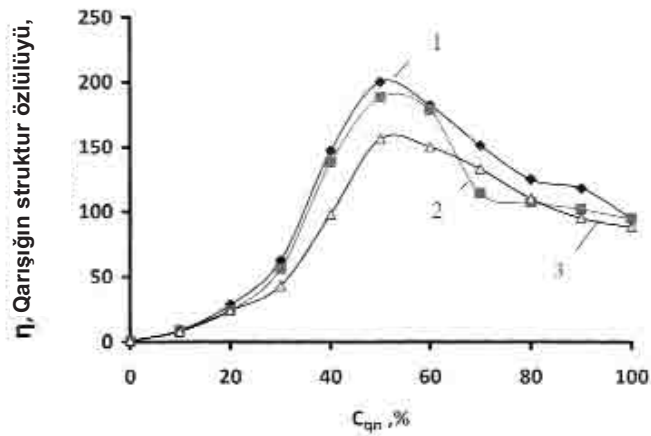
Şəkil 3- dəki ayrılardan görünür ki, yeni hazırlanmış 4; 5 və 6-cı modelli neftlərin su-qum qarışığındakı qatılığı ilk növbədə sistemin həddi sürüşmə gərginliyini artıraraq, (müəyyən həddə qədər) sonra azaldır.

Şəkil 2 və 3-dəki ayrılardan görünür ki, eyni bərabər şəraitdə hazırlanmış yeni model neftlərdə qətranın artması onun reoloji xüsusiyyətini azaldır. Bunu bərk fazanın sistemi asanlıqla parçalamaq qabiliyyəti ilə izah etmək olar.

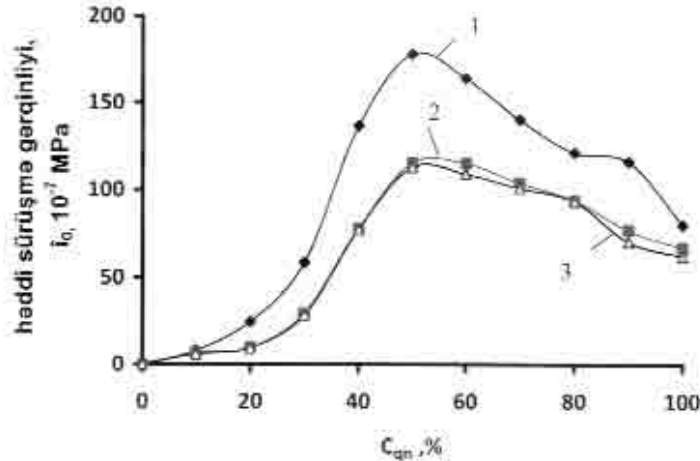
Sonra hazırlanmış yeni 4; 5 və 6-cı model neftlərin lay suyu –qum qarışığındakı qatılığının kompressor quyusundakı birinci sıra boruların “quyruğ”unda qum tıxacının əmələ gəlməsinə təsiri öyrənilmiş və aparılmış tədqiqatın nəticələrinə əsasən şəkil 4-dəki ayrılar qurulmuşlar. Şəkil 4-dəki ayrılardan görünür ki, 4-saylı neft modelinin lay suyu –qum qarışığındakı qatılığı 10; 20 və 30 % olanda borularda tıxac əmələgəlmə müvafiq olaraq 66; 53 və 22 % olur. Bu modeldən olan neftin su –qum qarışığındakı qatılığı artaraq 40 və 50 % olanda, tıxac əmələgəlmənin ən az baş verməsinə səbəb olur, çünki belə halda tıxac əmələgəlmə müvafiq olaraq 17 və 19 % olur. Bu göstərici «təmiz» parafin əsaslı qeyri nyuton neftin göstəricilərindən kifayət qədər səmərəli olur. Məlumdur ki, 4-cü model neftdə parafin tərkibli neftin miqdarı 75 % və qətran tərkibli neft isə 25 % təşkil edir. Bu nisbətdə parafin və qətran əsaslı neftlərin qarışmasından qarışığın hidrofiliyi artır ki, bu da bərk fazanın tam hidrofoblaşması və qumun islanma sahəsinin artması ilə başa çatır və beləliklə o, qarışiq ilə yer səthinə asanlıqla çıxarılır.



Şəkil 1. 1 - istismar kəməri;
 2 - birinci sıra borularının "quyruq" hissəsi;
 3 - birinci sıra borular;
 4 - ikinci sıra borular;
 5 - çox komponentli maye üçün tutum;
 6 - mayeni (qarışığı) quyuya vurmaq üçün xətt;
 7 - quyunun həlqəvi fəzası;
 8 - quyunun boru arxası fəzası;
 9 - üçlük;
 10 - quyudan çıxan mayenin miqdarını ölçən tutum;
 11 - nasos;
 12 - qaz balonu;
 13 - sərf ölçən;
 14 - manometr;
 15 - dayaqlar.



Şəkil 2. Su-qum qarışığında 4; 5 və 6 modelli qeyri nyuton xassəli neftlərin qatılığının (C_{qn} , %) sistemin struktur özlülüyünə təsiri (n_0 , 10^{-7} mRa) təsiri 1; 2 və 3 müvafiq olaraq 4; 5 və 6-cı model neftlər.



Şəkil 3. Su-qum qarışığında 4; 5 və 6 modelli qeyri nyuton xassəli neftlərin qatılığının (C_{qn} , %) sistemin həddi sürüşmə gərginliyinə (τ_0 , 10^{-7} MPa) təsiri 1; 2 və 3 müvafiq olaraq 4; 5 və 6-cı model neftlər.

Nəticə

Lay suyu-qum qarışığında bərk fazanın sabit qiymətində, maye fazanın tərkibindəki suyun miqdarının 80 % və ondan artıq olması kompressor quyusu borularında qum tıxacının əmələ gəlməsini sürətləndirir.

-Eyni bərabər şəraitdə, qarışığın tərkibində suyun miqdarının 20-40 % arasında dəyişməsi, onun struktur özlülüyünün 1,5-2,0 dəfə artması ilə müşahidə olunur ki, bunun da hesabına qarışıqdan bərk fazanın çökməsinin qarşısı alınır və o, maye ilə birlikdə yer səthinə çıxarılır.

- Kompressor quyusunun məhsulunun qeyri nyuton xüsusiyyətli olması, nyuton tipli mayelərə nisbətən borularda tıxac əmələ gəlməsini 2 dəfədən çox azaldır.

-Eyni reoloji xüsusiyyətlərə malik olan parafin əsaslı qeyri nyuton nefti, qətran əsaslı neftə nisbətən daha davamlı olmaqla, bərk faza tərəfindən deformasiyaya az məruz qalır.

-Eyni bərabər şəraitdə parafin əsaslı qeyri nyuton tipli neftə onun həcmnin 25 % qədər qətran əsaslı neft qatanda, qarışığın səmərəliliyi 1,5-2 dəfə artır.

Исследование влияния жидких смесей на образование песчаных пробок в компрессорных трубах

Т.М.Мамедов,
И.Н.Бабилов, З.А.Бабаева

Резюме

Приведены результаты экспериментальных исследований проведенные на специально сконструированной установке имитирующей условия лифтирования.

Исследования проводились с высокоминерализованной пластовой водой. В испытаниях использовались 6 моделей нефтей обладающие ньютоновскими и неньютоновскими свойствами.

В исследованиях в качестве твердой фазой использован кварцевый песок диаметром 0,85-1,2 мм и концентрация, его в многофазной системе составила 3%, а скорость перемещения смесей в лифтовых трубах составила 320 м/сек. Выявлено, что при содержании в многокомпонентной смеси водной фазы 80% и более наблюдается мак-

симальное значение пробкообразования в трубах компрессорной скважины.

Установлено, что с ростом предельного напряжения сдвига и структурной вязкости смеси пробкообразование в трубах компрессорной скважины уменьшается. Выявлено, что при прочих равных условиях пробкообразование при лифтировании неньютоновской нефти созданной на парафиновой основе значительно меньше, чем при создании смеси на основе смол.

Объясняется это диспергированием многокомпонентной смеси созданной на основе смол в результате которой, подвергается инверсии сама система, снижается ее способность удержать твердую фазу в взвешенном состоянии и таким образом создаются условия для её осаждения в трубах.

Study of liquid mixtures influence upon tubing sanding-up

T.M.Mamedov,
I.N.Babirov, Z.A.Babaeva

Summary

Experimental study results carrying out on specially constructed unit imitating

lifting conditions are shown.

Study was carried out by high-salinity formation water. Six models of oil, having Newton and non-Newton properties, were used in tests. 0.85 – 1.28 m diameter silica sand as a solid phase, was 3%, and traveling speed of mixtures in tubing was 320 m/sec. It was revealed that at 80% and more water phase content in multi-phase component mixture maximal value of bridging is observed in compressor oil well tubing.

It is established that tubing bridging in compressor well is decreased with growth of yield stress and mixture structural viscosity.

It is revealed that at others equal conditions bridging at lifting of non-Newton oil developed on paraffin base is significantly small in comparison with resin based mixtures.

It is explained by dispersion of multi-component mixture formed on the basis of resins as a result of which the system itself is subjected to inversion, its ability to retain solid phase in suspended state and thus conditions are created for its precipitation in tubing.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА

А.Н.Гурбанов, Т.М.Мамедова, С.Г.Галандарова

(ИНИ ГНКАР)

Целевым показателем для газоперерабатывающей подотрасли нефтедобычи является степень использования нефтяного газа. Одна из причин, препятствующих полному использованию нефтяного газа, заключается в некоторой неизбежной неопределенности прогноза его ресурсов. Такая неопределенность связана с неточностью прогноза добычи нефти по отдельным объектам, данных по газовому фактору залежей и в основном с ненадежностью прогноза ресурсов дополнительных источников на нефтегазовых месторождениях. В результате фактические ресурсы газа могут отличаться от прогнозных на 30-50%, особенно по месторождениям, имеющим в разрезе газовые шапки и пласты.

Сделанный ранее анализ показал случайный характер ошибки прогнозирования [1]. Относительная ошибка определения ресурсов возрастает при увеличении срока

между выдачей и реализацией прогноза и уменьшении степени изученности и освоенности района, а снижается – при увеличении радиуса газосбора (снижение ресурса по одним месторождениям компенсируется повышением по другим). Неполную определенность прогноза ресурсов устранить нельзя, поэтому при существующей практике рассмотрения планов и прогнозов как абсолютно достоверных проектируемые мощности объектов использования нефтяного газа оказываются либо недостаточными, либо избыточными для его полной утилизации.

Это может быть проиллюстрировано зависимостью между загрузкой мощностей газопереработки и степенью использования газа (рисунок 1). Полная загрузка всех создаваемых мощностей обеспечивается при степени использования газа не более 50-60%. Дальнейшее ее увеличение требует превышения имеющихся мощностей над прогноза

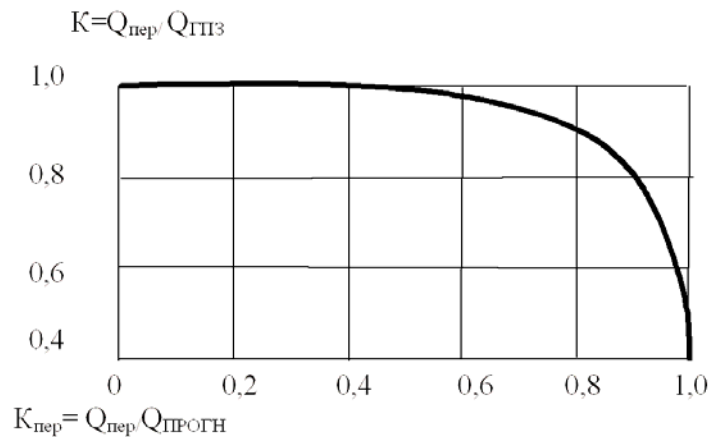


Рис.1. Зависимость степени использования мощностей газопереработки K от степени вовлечения газа в переработку $K_{\text{пер}}$ ($Q_{\text{пер}}$ - объем фактической годовой переработки газа; $Q_{\text{ГПЗ}}$ - годовая номинальная производительность ГПЗ; $Q_{\text{ПРОГН}}$ - прогнозная оценка годовых ресурсов нефтяного газа)

ми ресурсами. При достижении 95- 100% -ного использования газа необходимо резервирование 40-50% производительности газопереработки. Характерно, что именно этот уровень резервирования существует в США, т.е, неопределенность ресурсов нефтяного газа свойственна нефтедобыче любого региона мира.

Следовательно, для полного использования газа при сохранении традиционных схем и сроков сооружения систем его переработки необходимо резкое увеличение производительности объектов и соответственно капитальных вложений мощностей строительных организаций. Однако способ, связанный с чрезмерными затратами, неприемлем.

Для снижения стоимости резервирования за счет уменьшения неопределенности прогноза возможны два основных направления.

1. Увеличение маневра потоками газа путем создания элементов гибкости в системе газосбора (диспетчерские компрессорные и газопроводы). Это тождественно возрастанию зоны газосбора вследствие прироста плеча подачи неподготовленного газа. Для такого увеличения есть естественный предел, диктуемый высокой стоимостью двухфазного транспорта конденсирующегося газа.

2. Уменьшение сроков строительства объектов и в некоторых случаях – исключение технически сложных долго сооружаемых элементов.

Указанные положения, а также отсутствие на ближайшую перспективу острой потребности в широкой фракции легких углеводородов при доведении газа до однофазности, резко снижающей затраты на дальний транспорт, диктуют требования к новым технологиям использования газа. Фактически необходима разработка принципиально новых нефтепромысловых газовых систем, отвечающих следующим требованиям:

минимальные затраты всех видов финансовых, материальных и трудовых ресурсов;

минимальная стоимость резервных и адаптационных мероприятий, реализуемых при непредвиденных количественных и качественных изменениях ресурсов газа, а также изменении спроса на газ и продукты его переработки у различных потребителей;

высокая эксплуатационная надежность систем сбора, подготовки и транспорта газа;

максимальное слияние газовой системы и унификация ее элементов с системой нефтедобычи и ее элементами;

максимальный уровень индустриализации строительства элементов газовых систем;

открытый характер системы, т.е. допустимость ее достройки как в части увеличения объектов сбора и транспорта газа, так и в части глубины извлечения целевых компонентов.

Удовлетворение этих требований представляется в создании единых нефтепромысловых газовых систем. Структура системы не должна быть унифицированной и жестко регламентированной. Многообразие инфраструктур обуславливает и многообразие разновидностей структур, обладающих, однако, общей основой. Последняя, состоит в следующем.

Предварительно давление газов конечных ступеней сепарации поднимается до давления газов первой ступени сепарации на компрессорных станциях конечных ступеней. Суммарное количество газа подается через общую систему начального газосбора на промысловые компрессорные станции основного подъема давления. На компрессорные станции с учетом высокого давления на выходе необходима глубокая осушка газа, вызванная условиями транспорта. Одновременно она будет окончательной, приемлемой практически для всех последующих процедур подготовки или переработки газа.

Система начального газосбора может объединять несколько центральных пунктов сбора нефти крупного месторождения или нескольких близлежащих месторождений.

Возможны варианты подачи газа по

системе начального газосбора на расстоянии 50- 100 км. В этом случае нужны компрессорные станции начального газосбора с давлением на приеме 0,3-0,5 МПа и на выкиде 1-1,5 МПа.

Нефтяной газ по системе начального газосбора подается на прием компрессорные станции с давлением 0,3-0,5 МПа. После компримирования и осушки газ подается в промышленную систему газопроводов высокого давления (ГВД) крупного месторождения или группы близко расположенных месторождений. Расстояния между КС выбирают преимущественно такими, чтобы при отказе одной КС системы избыток газа низкого давления по системе начального газосбора мог приниматься другими компрессорными станциями, питающимися от этой системы.

Потребителями газа, подключенными к ГВД, могут быть системы газлифтной добычи нефти, закачки газа в пласт, подготовки газа к дальнему транспорту. Для закачки в пласт газ подвергают дополнительному, одноступенчатому дожитию. В технологической схеме компрессорные станции должны предусматриваться отбор газа промежуточного давления (1,5-2,0 МПа), если имеется соответствующий промышленный потребитель.

Для утилизации конденсата, отбираемого на входных, промежуточных и выходных сепараторах компрессорных станций, возможны варианты технологических решений. Из входных сепараторов углеводородная фаза откачивается в нефть. В промежуточных сепараторах количество жидкости невелико, она имеет большую молекулярную массу, примеси нефти практически отсутствуют. Подогревом или дросселированием жидкость можно разделить на паровую и жидкую фазы, после чего паровую фазу соединить с газовым потоком на разных стадиях компримирования, а жидкую с остатком из входного сепаратора. Конденсат, отбираемый в выходных сепараторах, можно утилизировать: подачей в ГВД для совместного транспорта и последующего использования; дезтанизированием с получением широкой фракции легких углеводородов (газы дезта-

низации подают в ГВД); дезтанизированием с последующим выделением из широкой фракции легких углеводородов пропан – бутановой фракции и подачей остатка в нефть или получением из нее стабильной бензиновой фракции.

При подаче по системе ГВД на внешний транспорт подготовка газа заключается в отделении конденсата и его последующей дезтанизации. Газ, частично отбензиненный и имеющий высокое давление, является конечной продукцией и подается в магистральные газопроводы без дополнительного компримирования. С учетом высокого давления газа и его низкой температуры доизвлечь целевые компоненты можно достаточно экономично. Результатом дезтанизации конденсата является получение широкой фракции легких углеводородов марки А. В некоторых случаях требуется его доосушка.

Высокая экономичность предлагаемого решения вытекает из отечественного и зарубежного опыта строительства и эксплуатации газотранспортных систем [2]. Экономичность мер по резервированию и адаптации КС и повышению их надежности обеспечивается как их комплектно-блочным характером, так и применением местных энергоресурсов, газотурбинного привода либо электропривода от местной электростанции с газотурбинным приводом. Эффективность аналогичных мер для линейных участков достигается высокими темпами их строительства, применением двухтрубных систем, а также максимальным использованием свойств двухфазных потоков и особенностей фазовых превращений при трубопроводном транспорте.

В целом переход к предлагаемым единым нефтепромышленным газовым системам обеспечит решение всей совокупности проблем нефтегазопереработки на уровне, не ниже мирового. Возможны различные варианты дополнений и вариаций описанной основополагающей схемы промышленного обустройства на нефтяной газ.

Опыт применения передвижных КС в Канаде показал их высокую экономическую эффективность [3]. Эти КС используются в

качестве резервных при выводе на ремонт основных компрессорных установок. Они монтируются и демонтируются в течение одной- трех недель. Их применение позволило снизить число резервных стационарных агрегатов в 3 раза. В СНГ такие КС могут использоваться вместо стационарных КС основного подъема давления перед их вводом в эксплуатацию или в период максимума ресурсов газа при разработке месторождения. Имея производительность 250-350 млн. м³/год, т.е. 15-25 % производительности типовых КС основного подъема давления, передвижные КС позволяют при высоком уровне использования их проектных возможностей сравнительно оперативно отслеживать динамику ресурсов газа, дополняя стационарные КС основного подъема давления. Экономичность применения передвижных КС повышается при их оптимальном маневрировании. Привод передвижных КС может быть газотурбинным и электрическим.

Дальнейшим направлением развития промышленных газовых систем будет повышение давления выше 8,0- 12,0 МПа. При давлении 14 МПа и более нефтяной газ, имея температуру грунта или близкую к ней, находится в критическом состоянии, которое вследствие однофазности обуславливает малые энергозатраты на дальнейший транспорт.

Запас давления и холода в газе при критическом состоянии открывает широкие возможности его переработки с последующей подачей метана в магистраль без дополнительного дожатая.

Предположительно, что при критическом состоянии будет весьма эффективной магистральная технология извлечения нужных компонентов, т.е. в процессе транспорта из газа можно извлекать тот компонент и в таком количестве, какие нужны потребителю, расположенному на трассе. Основная проблема- отсутствие комплекса технологического оборудования, несовершенство методического и программного обеспечения технологических расчетов.

Может возникнуть ситуация, когда стоимость транспорта нефтяного газа к

основным магистралям приблизится к его стоимости и даже превысит ее, а подача электроэнергии от централизованных источников непомерно удорожится при заметном снижении надежности электроснабжения. В данных случаях экономически целесообразно получать и использовать электроэнергию на месте, применяя в качестве энергетического топлива избыток нефтяного газа, который подлежал бы подаче на внешний транспорт.

Надежность местного снабжения обеспечивается параллельной работой трех-четырёх источников электроэнергии, имеющих загрузочный резерв, достаточный для компенсации отказа одного из источников.

Таким образом, необходима разработка и внедрение новых экономических и надежных единых нефтепромысловых газовых систем. Такие системы обязательно должны иметь резервы различного рода. Достоинством единых нефтепромысловых газовых систем являются снижение за счет кооперации затрат на энерго- и теплоснабжение, наличие дорог, связи, водоснабжения, бытовок и др. Сокращаются также затраты на управление. В целом снижение всех видов затрат только за счет кооперации достигает 15-25%.

Разнообразие внешних инфраструктур обуславливает разнообразие единых нефтепромысловых газовых систем и их элементов, обеспечивающих, в частности, принципиально различные направления промышленного применения нефтяного газа.

Основным направлением использования нефтяного газа по-прежнему остается его подготовка для транспорта за пределы нефтедобывающего района.

Литература

1. Эйгенсон С.А., Пипа Т.С., Игнин Н.П. «Об использовании прогнозных данных по ресурсам нефтяного газа для определения производительности объектов газопереработки». Тр.ВНИИОЭНГа Подготовка переработка нефтяных газов, 1999,с. 19-35.

2. Халатин В.И., Майоров М.М.

Единая система газоснабжения СНГ: состояние и проблемы развития – Газовая промышленность, 1996, № 8, с.9

3. Brecht C. The need for gas research. Gas Eng. And Maneg., 1995, N 7-8 p. 276-280.

Neft qazının istifadəsinin perspektivliliyi

Ə.N.Qurbanov,
T.M.Məmmədova, S.H.Qələndərova

Xülasə

Qaz istehsalı sahələrində neft qazının istifadə dərəcəsi onun ehtiyatlarından istifadənin qeyri müəyyən olmasından asılıdır. Yığılan qaz planlaşdırılan miqdardan 30-50% fərqli ola bilər, bu da neft qazından istifadənin miqdarının dəqiqləşdirilməsini çətinləşdirir. Neft sənayesində qazın tam istifadəsini və onun emalını artırmaq üçün istehsal sahələri və onun tikinti sahələrinə qoyulan vəsait artırılmalıdır. Məqalədə qazın maya dəyərinin aşağı salınması üsullarından məlumatlar verilmişdir. Qaz yığım məntəqələrinin yeni elementlərlə təchiz olunması, onun nəql olunması, kapital qoyuluşu vaxtının tezləşdirilməsi əsas elementlərdəndir. Faktiki olaraq, yeni neft-qaz istehsalı sistemini, hansı ki, ən müasir tələblərə uyğun olaraq, bütün səbəblər araşdırılmışdır. Bunlarla əlaqədar olaraq yeni neft-qaz sistemlərin yaradılmasının labüdlüyü göstərilmişdir.

Kompressor stansiyalarında qazın təzyiqinin emalının pillələrlə dəyişdirilməsinin vacibliyi bildirilir. Neftçixarmada qaz yığımını məntəqələrinin bir-birinə yaxın olması və ya onların birləşdirilməsinin aktuallığı bildirilir. Neftin və qazın birlikdə yığımının iqtisadi cəhətdən səmərəliliyinin araşdırılması izahlı surətdə aydınlaşdırılmışdır.

Elə hallar ola bilər ki, neft qazının nəql edilməsi xərcləri, onun maya dəyərindən

yuxarı olsun, bu zaman istifadə olunan elektrik enerjisi yerində istifadə edilməlidir ki, yanacaq kimi də neft qazından istifadə edilməlidir.

Perspective of petroleum gas using

A.N.Gurbanov,
T.M.Mammadova, S.H.Galandarova

Summary

The degree of petroleum gas using in the area of gas production depends on determination of oil and gas reserves. Collected gas may be different by 30-50% than planned amount, so this shall make it difficult to specify amount of petroleum gas. In order to increase gas utility volume and its full processing, it is necessary to enlarge the production areas and to increase the investments for its construction. This article describes the options to reduce prime costs of the gas. Supplying with new elements of gas collecting mains, transportation of gas, speeding up the time of investing are the main elements. In fact, in accordance with modern requirement, the all causes were investigated in new oil-gas production system. In this connection, it is important to create new oil-gas systems. There is noted an importance of step by step changing of gas pressure in compressor stations. The near-by location of gas collecting mains and their consolidation is the actual problem in oil production. The investigation of economical efficiency of joint gathering of oil and gas was investigated.

In some cases petroleum gas transportation costs are higher than the prime costs. In this case the electric power should be used in place and petroleum gas should be used as fuel.

QUYULARIN TƏMİRLƏRARASI MÜDDƏTƏ GÖRƏ PAYLANMASININ SİSTEMLİ TƏHLİLİ

T.Ə. Əhmədova

(ARDNŞ-nin ETİ)

İşlənmənin son mərhələlərində olan yataqların istismarı və quyuların texnoloji rejiminin optimallaşdırılması neftçıxarma prosesinin daha səmərəli idarə olunmasının, hasilat səviyyəsinin saxlanması və bütövlükdə layların son neftveriminin artırılmasının əsas istiqamətlərindəndir.

Texnoloji rejimin optimallaşdırılması isə əsas istismar göstəricilərinin ən yaxşı qiymətlərini təmin edə bilən texnoloji parametrlərin seçilməsi və təyin olunmasını nəzərdə tutur. Hasilat və digər göstəricilərlə yanaşı quyuların təmir-lərərası iş müddəti quyular fondunun istifadəsinin səmərəliliyini xarakterizə edən çox vacib texniki-iqtisadi göstəricidir. Bununla əlaqədar olaraq neft yataqlarında, xüsusilə uzun müddət işlən-mədə olan yataqlarda quyuların təmir-lərərası iş müddətinin araşdırılması və artırılması imkanlarının axtarılıb tapılması mövcud fon-dun saxlanması və neft hasilatının sabitləşdirilməsində böyük rol oynayır [1].

Rəsmi məlumatlara əsasən 01.01.2009-cu il tarixinə "Azneft" İB mədənlərində 39 minə yaxın yeraltı təmir işləri yerinə yetirilmiş və təmir-lərərası müddət orta hesabla 2 ay olmuşdur. Aparılan araşdır-malar onların əsasən qum tıxaclarının yuyul-ması və təmizlənməsi, borular, nasoslar, ştan-qlar və digər yeraltı və quyuağzı avadan-lıqların dəyişdirilməsi ilə əlaqədar olmasını göstərmişdir.

Bütün bu səbəblərin aradan qaldırıl-ması və hasilat qabiliyyətinin bərpa edilməsilə yenidən istismara qoşulması məqsədilə quyularda müvafiq təmir işləri planlaşdırılır və yerinə yetirilir. Bu zaman quyuların sonrakı texniki vəziyyəti yeraltı təmir-lərin aparıl-masının keyfiyyətilə və bütün texniki-texnolo-ji əməliyyatlara ciddi riayət olunması ilə

müəyyənləşdirilir. Lakin quyuların təmir-lərərası iş müddətinin artırılması üçün müvafiq tədbirlərin işlənilib istismar şəraitinə uyğunlaşdırılması məqsədilə baxılan quyular fondunun faktiki TAM qiymətləri diapazonu üzrə paylanmasının xüsusiyyətləri sistemli yanaşma yolu ilə təhlil edilməlidir. Bu zaman yatağa və onun sahəsində istismar olunan quyulara bütöv bir dinamik funksional sistem kimi baxılaraq, onların TAM üzrə paylan-ması və onun işlən-mə ərzində dəyişməsi mütə-madi təhlil edilməlidir.

Mürəkkəb dinamik sistemlərin tədqiqatlarına istinad edərək, belə qənaətə gəlinir ki, bir çox dinamik proseslər təkamül modellə uzun müddət inkişaf edir, sonra isə müxtəlif dəyişikliklər nəticəsində yaranan yeni şəraitə uyğunlaşırlar. Dinamik sistem-lərin özünütəşkil dərəcəsi (nizamlanma) Cini əmsalının dəyişməsi, fraktal xarakteristika, təhlil olunan parametrlərin paylanma qanunu və s. passiv, yəni riyazi mədən eksperimentləri ilə qiymətləndirilə bilər. Bununla əlaqədar olaraq, TAM-ın quyular üzrə paylanma tərzinin müəyyən edilməsi və ona nəzarət olunması işlək fondun daha səmərəli isti-fadəsinə imkan yarada bilər [2, 3].

Yuxarıda deyilənləri nəzərə alaraq və quyuların TAM-nın araşdırılması məqsədilə məqalədə işlən-mənin son mərhələsində olan "Balaxanıneft" NQÇİ işlək quyular fon-dunun istismarı təhlil edilmişdir [4].

Baxılan quyuların QŞN-lə istismarının texnoloji rejiminin xarakteristikası cədvəl 1-də verilmişdir.

Buradan göründüyü kimi, göstərici və parametrlərin qiymətləri kifayət qədər geniş diapazonda dəyişir.

İstismar kəmərinin araşdırmaları onun quyular üzrə 4-36 düym arasında

dəyişməsinə göstərmişdir. Quyudibinin dərinliyi 38-1460 m intervalında dəyişərək quyular üzrə orta qiyməti 513 m təşkil edir. Bu da quyuların əksəriyyətində quyudibilərin nisbətən dayaz olmasına işarədir. Süzgəc qalınlıqlarının araşdırılması onların minimal qiymətinin 1m, maksimalının isə 516 m olduğunu göstərmişdir. Quyular üzrə hesablanmış süzgəclərin orta qalınlığı 35 m-dir. Onun diapazonun minimal tərəfinə çox yaxın olması quyuların əksəriyyətində süzgəclərin kiçik qalınlıqda olmasına işarə edir.

Quyudibi zonanın (QDZ) məhsuldarlıq əmsalı qiymətləri 0,09-1525 t/günMPa intervalda dəyişir və quyular üzrə hesablanmış orta qiyməti 44 t/günMPa bərabərdir. Göründüyü kimi o, diapazonun minimal sərhədinə daha yaxındır və bu da layın QDZ-nin quyular üzrə əsasən kiçik olmasına dəlalət edir.

İstismarda olan bütün QŞN-lərin hasilatının əsas texnoloji parametrlərinin araşdırmaları göstərmişdir ki, quyularda əsasən, 28-56 mm-lik nasoslar istifadə olunur. Nasosların buraxılma dərinlikləri 24-1249 m arasında dəyişərək, quyular üzrə orta qiyməti-414 m təşkil edir. Göründüyü kimi, bu parametərə görə də quyular nisbətən qeyri-bərabər paylanmışlar. Nasoslar plunjerlərinin yırgalanma sayları 3,5-11,5 1/dəq diapazonunda, plunjerlərinin gediş yolları isə 0,45-3,0 m civarında dəyişirlər.

Quyularda istifadə olunan QŞN-lərin əsas hasilat göstəricilərinin araşdırılması onların da geniş aralıqlarda dəyişməsinə göstərmişdir. Belə ki, nəzəri məhsuldarlıq 1,5-89,3 m³/gün arasında dəyişərək, quyular üzrə orta qiyməti 14,2 m³/gün olmuşdur. Neft debiti 0,1 t/gündən 5 t/günə qədər dəyişərək, quyular üzrə orta qiyməti 0,8 t/günə bərabərdir. Su debiti 0,1-66 m³/gün aralığında dəyişərək, quyular üzrə orta qiyməti 7 m³/gün olmuşdur. Maye debiti bütün quyular üzrə 0,1-67,6 m³/gün diapazonunda dəyişərək, orta qiyməti 7,8 m³/günə bərabərdir. Quyuların bu göstəricilər üzrə paylanmasının təhlili onların qeyri-bərabər olmasına işarə edir. Quyuların əksəriyyəti baxılan göstəricilərinin kiçik qiymətlərinə malikdirlər.

QŞN-lərin verim əmsallarının qiymətləri 0,01-0,98 arasında dəyişərək, quyular üzrə orta qiyməti 0,48-ə bərabərdir. Göründüyü kimi, quyular verim əmsalına görə normal tərzdə (yəni bərabər) paylanmışlar.

Quyularda ölçülmüş statik səviyyə, lay və quyudibi təzyiqlərinin qiymətləri araşdırılmış və mövcud diapazonlarda quyular üzrə orta qiymətləri hesablanmışdır.

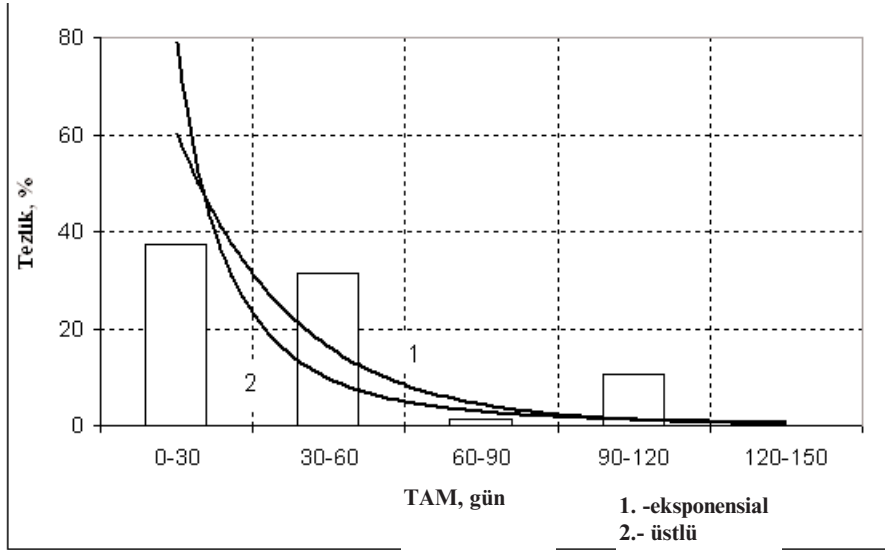
Cədvəl verilənlərindən göründüyü kimi, bu göstəricilər üzrə quyular qeyri-bərabər paylanmışlar. Bu zaman quyuların əksər çoxluğunda statik səviyyənin və təzyiqlərin əsasən çox kiçik qiymətləri müşahidə olunur.

Hasilatın sulaşma faizi quyular üzrə 100 %-ə çatır və orta qiyməti 72 % təşkil edir. Hasil olunan mayədə mexaniki qarışıqların miqdarı 1 %-ə çataraq, quyular üzrə orta qiyməti 0,13 %-dir.

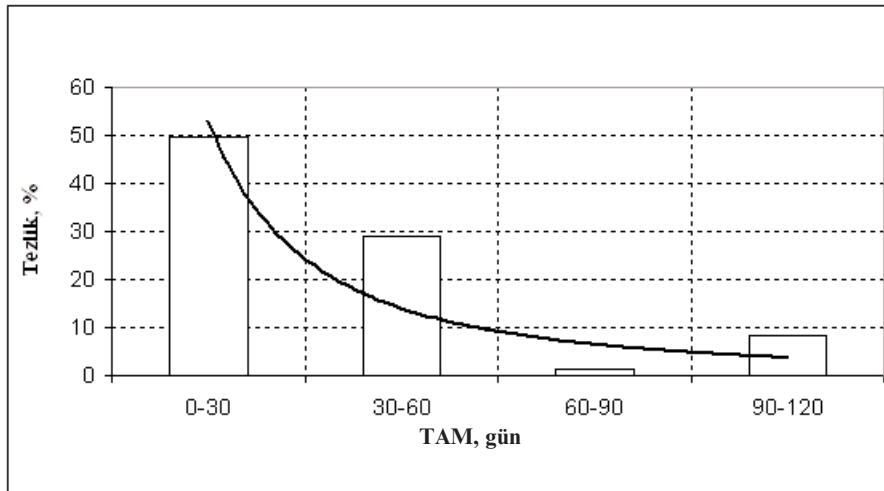
İstismarın əsas texniki-iqsisadi göstəricilərindən olan TAM bir neçə gündən 181 günə qədər dəyişərək, quyular üzrə orta qiyməti 68 gündür. Araşdırmalar quyuların çoxunda TAM-ın kiçik olmasını göstərmişdir və onun orta qiyməti bunu təsdiqləyir. Araşdırılan məlumatların bircinsliliyini təmin etmək və alınan nəticələrin daha dəqiq və səhih olması məqsədilə TAM-ın quyular üzrə araşdırılması istismar üsulları və məhsuldar qatın şöbələri üçün ayrıca aparılmışdır.

QŞN istismarı üzrə paylanmadan göründüyü kimi (şəkil 1), TAM-ın 120 günədək diapazonunda bu paylanma hiperbolik qanuna kifayət qədər yaxındır. Bu zaman quyuların 70 % yaxın hissəsində TAM-ın qiymətləri 60 günədək, quyuların 14 %-də isə 60-120 gün arasında dəyişir. Bu quyuların 18 %-də TAM-ın qiymətləri daha çox olaraq 180 günə çatır ki, bu da onların istismar şəraitindəki fərqli xüsusiyyətlərlə səbəblənə bilər.

Üst şöbə üzrə quyuların TAM-a görə paylanmasından (şəkl.2) göründüyü kimi, o da həmin diapazonda kifayət qədər hiperbolik qanuna yaxın gəlir. Burada da quyuların 80 %-də TAM-ın qiymətləri 2 aya qədər, 10 %-də 3-4 ay və qalan hissəsində TAM-ın qiymətləri 5-6 ay civarında dəyişir. Paylanmanın hiper-



Şəkil 1. QŞN istismarı üzrə quyuların TAM-a görə paylanması



Şəkil 2. Üst horizont üzrə quyuların TAM-a görə paylanması

bolik qanunu TAM-ın quyular və ümumiyyətlə yataq və sahələr üzrə asimmetrik və qeyri-bərabər paylanmasını xarakterizə edir.

Məlum olduğu kimi çox saylı quyular fondu da aid olmaqla, böyük sistemlərin dəyişməsi Pareto prinsipinə tabedir. Pareto qanununun iki yanaşması mövcuddur: 1-tezlikli və 2-ranqlı.

Tezlikli yanaşmada aşağıdakı asılılıqdan istifadə olunur:

$$P(x) = \frac{a}{x_0} \left(\frac{x_0}{x} \right)^{1-d}$$

Burada:

a -sabit kəmiyyət

d -eyniləşmə (yaxınlaşma) tezliyini müəyyən-ləşdirən xarakterik göstərici

$P(x)$ - x parametrindən asılı olaraq ele-mentlər sayının paylanması

-paylanmanın hiperbolik olmasının ilkin qiyməti

-bölünmə intervalının orta qiyməti

Ranqlı yanaşmada aşağıdakı asılılıqdan istifadə olunur:

$$x = \frac{\alpha}{R^{1-d}}$$

Burada: R - x qiymətinə müvafiq olan ranq.

Bu iki asılılıq ikiqat loqarifmik koordinatlarla düz xətt şəklinə gətirilə bilər.

$$\lg P(x) = \lg \left(\frac{x}{x_0} \right) + (1-d) \lg \left(\frac{x_0}{x} \right)$$

yaxud: $\lg x = \lg \alpha - (1-d) \lg R$

Quyular fondunun istismarı zamanı da bu prinsip bir qayda olaraq, quyuların TAM üzrə (yaxud əksinə) paylanmasının asimmetrikiylə özünü biruzə verir. Həqiqətən də bu paylanma qanununda quyular fondunun böyük hissəsi TAM-ın kiçik qiymətləri ilə, kiçik hissəsi isə əksinə TAM-ın böyük qiymətlərilə müəyyən edilir. Quyuların TAM üzrə asimmetrikiyi quyuların və sahənin kəskin qeyri-bərabərlik şəraitində istismar edilməsini xüsusilə xarakterizə edir. Bu da baxılan yataqların ümumiyyətlə son işlənmə mərhələsində olması və nəticədə istismarda çox saylı müxtəlif mürəkkəbləşmələr və əngəllərin baş verməsilə əlaqədardır.

Hiperbolik paylanma qanununun qeyd olunan yanaşmalarının köməyi və kompüter proqramlarından istifadə ilə baxılan quyular fondu üçün daha sadə və münasib, modifikasiya edilmiş paylanma qanunlarının riyazi ifadələri təyin edilmişdir.

QŞN istismar fondu üzrə quyuların TAM-a görə paylanma funksiyası P (TAM) aşağıda göstərilən üstlü

$$P (TAM) = 78,94 (TAM)^{-3,0281}$$

və yaxud eksponensial tənliklərlə yaxşı dəqiqliklə ifadə oluna bilər:

$$P (TAM) = 224,71e^{-1,3152(TAM)}$$

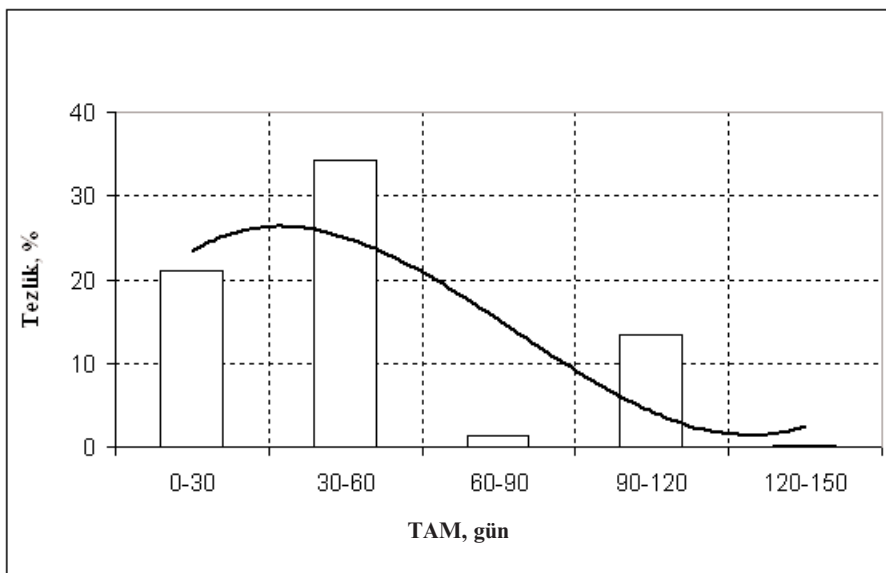
Üst şöbənin quyular fondunun TAM-ı 120 günə qədər intervalı üzrə paylanma funksiyası yaxşı dəqiqliklə aşağıda göstərilən hiperbolik (üstlü) tənliklə ifadə oluna bilər:

$$P (TAM) = 52,935 (TAM)^{-1,9145}$$

Alt şöbə quyularının TAM-a görə paylanmasının təhlili onun 120 günə qədər diapazonunda bir qədər qeyri simmetrik normal (Qauss) paylanma qanununa daha uyğun olmasını göstərmişdir.

Buradan göründüyü kimi (şək.3), təxminən 21% quyularda TAM-ın qiymətləri 1 aya qədər, quyuların 35 %-də 2 aya qədər və 15 % quyularda TAM-ın 4 aya qədər olması mümkündür. Qeyd olunmalıdır ki, baxılan obyektin 30 % quyularında TAM-ın həttə 5-6 ay arasında olması müşahidə olunur. Bu quyuların ümumi qanunauyğunluqdan nəzərə çarpan sarpması çox güman ki, onların istismarının texnoloji rejimlərindəki müəyyən fərqli xüsusiyyətlərlə bağlıdır.

Normal paylanma qanununa tabe olan statistik çoxluğun nəzəri tezliyi məlum olan düsturla hesablanır:



Şəkil 3. Alt horizont üzrə quyuların TAM-a görə paylanması

$$P(x) = \frac{N\Delta x}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x_i - \bar{x})^2}{2\sigma^2}}$$

Burada: N- çoxluğun miqdarı,
 Δx - intervalın qiyməti,
 σ - orta kvadratik sapma,
 x_i - çoxluğun qiymətləri,
 \bar{x} - orta - çəki qiyməti

Bu düsturun bir qədər mürəkkəbliyini nəzərə alaraq, alt şöbə quyuların TAM üzrə paylanma funksiyası daha sadə modifikasiya edilmiş 3-cü dərəcəli çoxhədli tənliklə yaxşı ifadə oluna bilər:

$$P(\text{TAM}) = 1,735 (\text{TAM})^3 - 16,174 (\text{TAM})^2 + 38,051 (\text{TAM}) - 0,26$$

MEDN-lə istismar üzrə paylanmadan görüldüyü kimi (şəkl.4), o da qeyri-bərabər olaraq, assimetrik normal paylanmaya yaxındır. Bu zaman quyuların 15 %-də TAM-in qiyməti 1-2 ay, 40 %-də TAM-in qiyməti 3-4 ay, qalan hissəsində isə TAM-in 5-6 ay arasında dəyişməsi müəyyən edilmişdir.

Bu paylanma funksiyasının modifikasiya edilmiş riyazi modeli böyük dəqiqliklə loqarifmik tənliklə ifadə olunur:

$$P(\text{TAM}) = 27,262 \ln (\text{TAM}) + 17,051$$

Paylanmanın hiperbolik (Pareto) və normal (Qaus) qanunlarının prinsipləri əsasında aparılmış təhlil nəticəsində baxılan quyuların müxtəlif TAM-lı qrupları aşkar edilmişdir. TAM-in müxtəlif diapazonlarında işləyən quyuların istismar xüsusiyyətlərinin müəyyənəşdirilməsi məqsədilə onların neft debiti və sulaşmanın orta qiymətləri hesablanmış və cədvəl 2 - də göstərilmişdir.

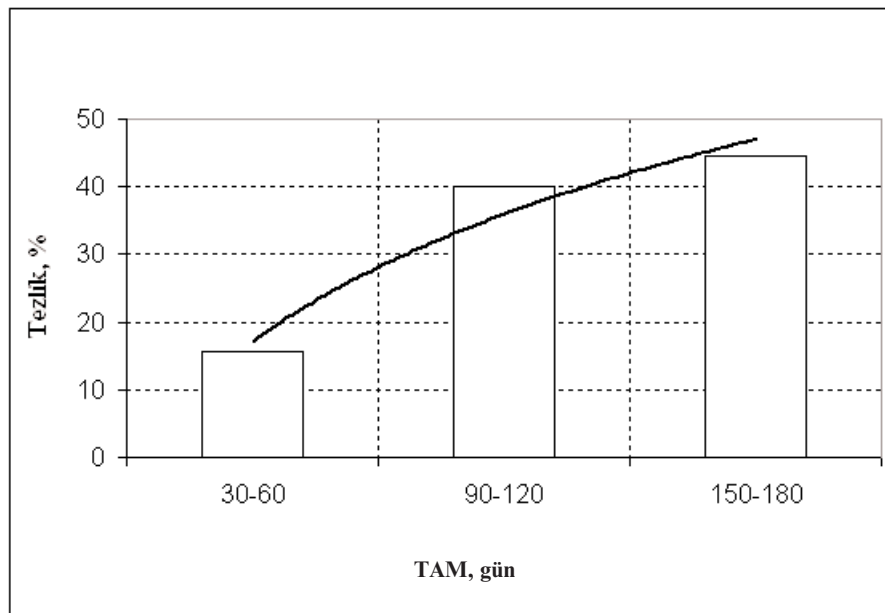
Göründüyü kimi, QŞN istismarı üzrə ən yüksək debitlər TAM-ı 60-90 və 120-150 gün olan quyularda, sulaşmanın isə ən kiçik qiymətləri TAM-ı 120-150 gün və 150-180 gün olan quyularda müşahidə edilir.

Ümumiyyətlə QŞN istismarı üzrə TAM intervalları artdıqca neft debitinə artması, sulaşmanın isə bir qədər azalması qeyd olunur.

MEDN istismarı üçün debitin və sulaşmanın TAM intervalları üzrə təxminən sabit qalması müşahidə olunur.

Üst şöbənin istismarı üçün orta debitin və sulaşmanın TAM üzrə azalması müşahidə olunduğu halda, alt şöbənin istismarında orta debitlərin TAM üzrə nisbətən yüksək olması, sulaşmanın isə azalması qeyd olunur.

İstismar üsulları və obyektlər üzrə aparılan müqayisəvi təhlil TAM-in müxtəlif



Şəkil 4. MEDN-lə istismar olunan quyuların TAM-a görə paylanması

Cədvəl 1

QŞN-lə istismar olunan quyuların texnoloji rejimi

Göstəricilər və parametrlər	Qiymətləri		
	Minimal	Orta	Maksimal
Kəmərin diametri, düym	4	-	36
Quyu dibi, m	38	513	1460
Süzgəc intervalı, m	1	35	546
Məhsuldarlıq əmsalı, t/gün MPa	0,1	44	1525
Nasosun diametri, mm	28	-	56
Buraxılma dərinliyi, m	24	414	1249
Yırğalanma sayı, l/dəq	3,5	-	11,5
Nasosun gediş yolu, m	0,45	-	3
Nəzəri məhsuldarlıq, m ³ /gün	1,5	14,2	89
Verim əmsalı	0,1	0,48	0,98
Neft debiti, t/gün	0,1	0,8	5
Su debiti, m ³ /gün	0,1	7	66
Maye, m ³ /gün	0,1	7,8	67
Statik səviyyə, m	18	344	1099
Lay təzyiqi, MPa	0,01	1,34	10,1
Quyudibi təzyiq, MPa	0,01	0,83	6,49
Sulaşma, %	10	72	99
Mexaniki qarışıq, %	0	0,13	1,0
TAM, gün	5	68	181

diapazonlarında işləyən quyular qruplarının əsas göstəricilərindən neft debiti və sulaşma dərəcəsinə görə fərqləndiklərini göstərmişdir. Alınan qanunauyğunluqların nəzərə alınması istismar zamanı neft debiti və sulaşma qiymətlərinə görə TAM-ın diaqnozlaşdırılmasına imkan verə bilər.

Beləliklə, TAM-ın quyular üzrə paylanmasının təhlili nəticəsində müxtəlif əhəmiyyətli quyular qrupları aşkar edilmişdir. Bu iş mədənlərdə aparılan yeraltı təmirlərin və digər texniki tədbirlərin düzgün planlaşdırılmasında əsaslandırılmış qərarların qəbul edilməsinə imkan yaradır. Bundan

başqa, TAM-ın quyular üzrə paylanması vaxtaşırı tərtib olunması və təhlili yatağın işlənməsi ərzində quyular fondundan daha səmərəli istifadə olunmasına və bununla da hasilat səviyyəsinin stabiləşdirilməsi və ümumiyyətlə layların neftveriminin artırılmasına kömək edə bilər.

Beləliklə, baxılan quyular fondunun TAM-nın bütün qiymətlər diapazonu üzrə faktiki statistik paylanmalarının sistemli təhlili və müvafiq hesablamalar aşağıda qeyd olunan qənaətlərə gəlinməyə imkan verir.

- QŞN-lə istismar olunan və məhsuldar qatın üst şöbəsi quyularının TAM-a görə paylanma qanunları təxminən hiperbolik (Pareto) funksiyaya uyğundur.

- MEDN-lə istismar olunan və məhsuldar qatın alt şöbəsi quyularının TAM-a görə paylanma qanunları asimmetrik normal funksiyaya uyğundur.

- Quyuların TAM-nın neft debiti və sulaşmadan dəyişməsi qanunauyğunluqları

aşkar edilmişdir.

- Məhsulun sulaşmasının azalması və neft debitinin mümkün qədər artırılması TAM-ın artmasına imkan verə bilər.

Ədəbiyyat

1. Сафаров Г.А. Экономические проблемы эффективности производства в нефтегазодобыче и методы их решения. – Баку: ЭЛМ, 1997. - 296 с.

2. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобычи: Системный анализ, диагноз, прогноз. – М. Наука, 1997-254 с.

3. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Баку: 1997, 408 с.

4. www.socar.gov.az

Cədvəl 2

Hasilat göstəricilərinin TAM intervalları üzrə paylanması

TAM, gün	QŞN istismarı			MEDN istismarı			ÜST şöbə istismarı			ALT şöbə istismarı		
	Tezlik, %	Neft, t/gün	Sulaşma, %	Tezlik, %	Neft, t/gün	Sulaşma, %	Tezlik, %	Neft, t/gün	Sulaşma, %	Tezlik, %	Neft, t/gün	Sulaşma, %
0-30	37,4	0,9	83	15,6	1,0	98	49,8	0,9	91	21	1,1	59
30-60	31,4	0,8	72	-	-	-	29,1	0,7	83	34,3	1,0	60
60-90	1,4	1,3	71	-	-	-	1,5	0,6	86	1,3	2,4	47
90-120	10,5	1,0	65	40	1,1	96	8,3	0,5	82	13,4	1,1	53
120-150	0,1	4,0	0	-	-	-	-	-	-	0,2	4,0	0
150-180	19,2	0,9	53	44,4	1,2	95	11,3	0,4	74	29,7	1,0	42

Системный анализ распределения скважин по межремонтному периоду

Т.А. Ахмедова

Резюме

Как известно, оптимизация технологического режима предусматривает установление технологических параметров, обеспечивающих наиболее благоприятные значения эксплуатационных показателей. Наряду с добычей нефти и другими показателями межремонтный период скважин (МРП) является важным технико-экономическим показателем, характеризующим эффективность использования фонда добывающих скважин.

Поэтому изыскание возможностей увеличения МРП является весьма актуальной предпосылкой сохранения фонда и стабилизации добычи, особенно на длительно разрабатываемых месторождениях.

Разработка и успешное внедрение мероприятий с целью продления МРП предполагает системный анализ особенностей распределения рассматриваемого фонда скважин по диапазону МРП.

В связи с этим в статье исследуются закономерности статистических распределений МРП по скважинам на основе фактических промысловых данных НГДУ «Балаханефть». С целью обеспечения однородности данных и достоверности результатов исследования проводились отдельно по способам эксплуатации и объектам. Были построены гистограммы распределений МРП для скважин, эксплуатирующихся скважинными штанговыми и погружными электроцентробежными насосами, а также для нижнего и верхнего отделов продуктивной толщи. Для всех распределений были найдены теоретические функции и более простые модифицированные уравнения распределений.

На основе системного анализа закономерностей этих функций распределения выявлены различные группы скважин, отличающиеся различными диапазонами МРП.

Исследование этих групп показало существенные различия скважин по добывным показателям, что позволяет оптимальному управлению МРП скважин путем регулирования технологическим режимом эксплуатации.

System analysis of wells distribution according to overhaul period

Т.А. Akhmedova

Summary

As it is known, optimization of operating practice stipulates establishment of technological parameters providing more favorable values of operational factors. Side by side with oil production and other factors, overhaul period of wells (OPW) is significant technical and economical factor characterizing efficiency of producing well stock use.

Therefore prospecting of OPW increase possibilities is highly actual precondition of stock conservation and production stabilization especially on long term developed fields.

Development and successful introduction measures for the purposes of OPW extension supposes system analyses of considered wells stock distribution by OPW range peculiarities.

In this connection regularity of OPW statistical distributions by wells on the basis of actual "Balakhanineft" oil and gas production department data are studied in the article. For the purpose of securing homogenous data and results authenticity, study was carried out separately according to operation methods and facilities. Histograms OPW distribution for wells operating by oil-well sucker-rod and submersible electrical centrifugal pumps and as well, for lower and upper division of productive strata were constructed. For all distributions theoretical functions and more simple modified equations of distribution were found.

On the basis of system analysis of

these functions distribution regularity analysis different well groups, distinguished by different OPW ranges are revealed.

These groups study showed significant differences of wells according to production factor that permits well OPW optimal management by operating practice.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В СКВАЖИНАХ РАНГОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

Ф.Ф.Ахмед, У.Э.Алсафарова,
И.М.Гарибова, Х.И.Ширинова, А.М.Багирова

(ИНИ ГНКАР)

На сегодняшний день разработка многих нефтяных месторождений с применением заводнения вступает в стадию, характеризующуюся массовым обводнением скважин и добычей попутно с нефтью большого количества воды. В процессе разработки этих месторождений, возникает ряд проблем, связанных с опережающим поступлением воды к забою скважины, которая блокирует нефтеносную часть пласта и снижает добычные возможности пласта. Это приводит к резкому увеличению капитальных вложений на обустройство, росту эксплуатационных затрат и в конечном счёте, к снижению технико-экономических показателей разработки месторождений [1].

За последние 10 лет мировая обводнённость увеличилась с 70-75% и эта цифра по прежнему растёт из-за старения месторождений. Оптимизация методов разработки имеющихся залежей и ввод новых месторождений может повлиять на снижение этого показателя. В ситуации, когда большая часть мировой добычи нефти и газа поступает из месторождений старше 30 лет, новые решения пользуются большим спросом. Мировая добыча воды возрастает по мере старения скважин, и сейчас из скважин старше 10 лет в среднем добывается около 10 брл. воды на 1 брл. нефти [2]. На старых площадях Азербайджанской Республики этот показатель составляет 15 брл. воды на 1 брл. нефти.

По оценкам специалистов, на очень старых месторождениях средняя обводнённость некоторых скважин составляет 93%, что серьёзно ограничивает доходы и заставляет рассматривать вопрос о ликвидации скважин.

С целью изоляции пластовых вод в

скважины на месторождениях ПО «Азнефть» проводится 800-900 ремонтно-изоляционных работ на базе различных материалов [3].

Конечно, в этом направлении проделана значительная работа и достигнуты определённые успехи. Так, до совершенства доведена технология проведения ремонтно-изоляционных работ с использованием цементных растворов. Тем не менее следует отметить, что цементные растворы, хотя и отвечают большинству требований, предъявляемых изоляционным материалам, практически не обладают способностью проникать в поры пласта и являются жёстким изоляционным материалом, в равной степени изолирующем как воду, так и продуктивную нефть часть пласта. Соответственно, использование их на месторождениях с малодебитными скважинами представляет определённые трудности экономического характера, что, в свою очередь, обуславливает необходимость разработки новых водоизолирующих материалов.

Сложные горно-геологические условия залегания залежей, фильтрационно-ёмкостная неоднородность пластов-коллекторов, жёсткие ограничения по физико-химическим свойствам нефтей и пластовых вод часто не дают возможности эффективно применять многие известные методы и технологии водоизоляции.

Для ПО «Азнефть» сырьевой основой являются химпродукты на основе отходов нефтеперерабатывающей промышленности.

Учитывая выше указанное, для предотвращения заколонного перетока и поступления воды из пласта использовалась технология с применением полимеров, отходов

производства светлых нефтяных продуктов, цементного раствора и химических реагентов. Технологический процесс проводился в 2 вариантах. В 1-м варианте в качестве масшаобразующего реагента использовался щелочной отход (ЩО) и полиакриламид (ПАА) с осадителем 10-15% водным раствором кальций хлора, а также воды. Во 2-м варианте использовались цемент, вода, ЩО и 10-15% водный раствор кальций хлора.

Опытно-промысловые испытания технологии ограничения водопритока были проведены в период 2004 года по 2008 год на 50 скважинах. Во всех случаях в качестве гидроэкрана использовалась смесь щелочного отхода и 10-15% раствора кальций хлора (за исключением скважино-операций, выполненных в скважинах с пескопроявлением, где гидроэкран закреплялся цементным раствором).

Основные свойства выше указанного состава для ремонтно-изоляционных работ следующие:

- образование прочной и гомогенной структуры во всём объёме;
- стабильность (отсутствие усадки и синерезиса) в пластовых условиях в течении длительного периода;
- высокие пластические свойства, препятствующие образованию трещин в

цементном камне при нагрузке и вибрации при работе насосных установок, колебаниях давлений, фильтрационная устойчивость;

-хорошая адгезия к породе и металлу;

-малокомпонентность, транспортабельность, удобство при хранении и простота приготовления и использования;

-безопасность при транспортировке, приготовлении, применении (нетоксичность и т.п.), экологическая безопасность для окружающей среды;

-доступность и дешевизна

-лучшей совместимостью с водой, водными растворами солей;

-раствор легко проникает в пористые среды;

В качестве объекта исследования для выявления качественной и количественной картины влияния изоляции водопритоков на основные показатели работы (дебит, МРП, количество ремонтов) были собраны промысловые данные по 50 скважинам. Успешность работ составила 75-80%. Дополнительная добыча нефти составила 1130 тонн. Экономическая эффективность проведённого мероприятия составила 371,9 тыс. манат (AZN). Данные по дополнительной добыче нефти и экономической эффективности представлены на рисунке 1 и 2.

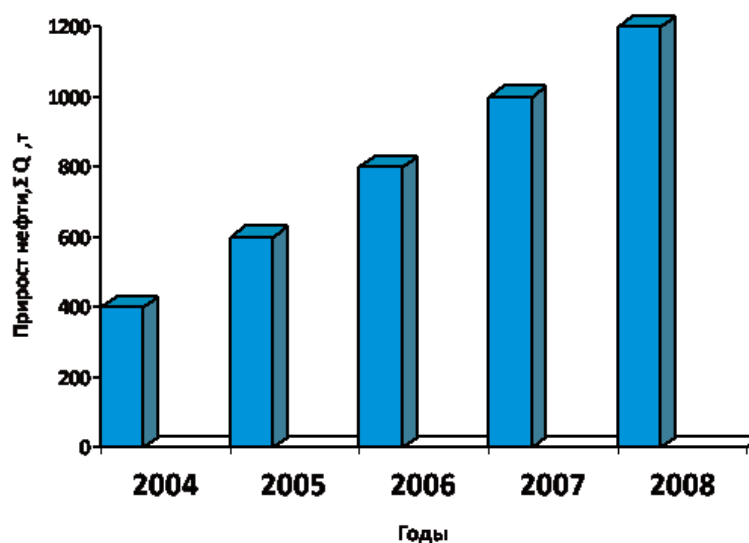


Рисунок 1. Суммарная дополнительно добытая нефть за счёт внедрения технологических процессов по ограничению поступления песка в скважины

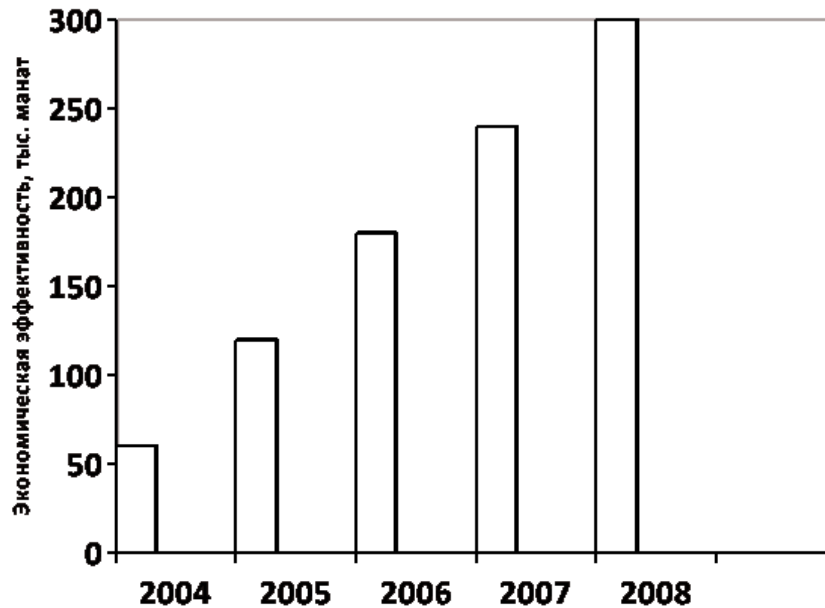


Рисунок 2. Суммарная экономическая эффективность за счёт внедрения технологических процессов по ограничению поступления песка в скважины

Текущая обводнённость добываемой продукции составляет 35-40%. Перед проведением мероприятия обводнённость составляла 75-80%.

Следует отметить, что стоимость обработки данным изоляционным составом по скважинам варьирует от 1 400 до 2 000 манат (AZN). Необходимо отметить тот факт, что стоимость используемых растворов составляет 10%-20% от общих затрат. Проведём классификацию объектов для оценки эффективности мероприятий проводимых в скважинах. Одним из наиболее эффективных методов классификации объектов является метод ранговой классификации. Отберём наиболее информативные признаки, характеризующие распределение объектов по классам. Имеющиеся данные по 51 объектам характеризуются набором из 5 параметров (как геологических, так и технологических). Из ряда параметров для данного мероприятия выберем наиболее информативные параметры: x_1 -проницаемость пласта, мД; x_2 -содержание воды, %; x_3 -мощность фильтра, м; x_4 -дебит до обработки, т/сут; x_5 -расход тампонажного раствора, м³. За выходной параметр принимается прирост добычи нефти в тоннах ΔQ , полученный в

результате данного мероприятия [4].

В таблице 1 представлены интервалы, на которые разбиты признаки, и соответствующие им значения рангов.

Полученные данные по 50 скважинам сведены в сводную классификационную таблицу в виде эпизода (табл. 2).

Из таблицы 2 видно, что функция классификации Φ позволяет достаточно хорошо отличить эффективные мероприятия от малоэффективных: $\Phi < 10$ для малоэффективных и $\Phi > 10$ для эффективных. Таким образом, из 50 объектов 42 оказались эффективными, т.е. удачный прогноз составил 80%.

Высокие физико-механические свойства образующейся массы и технологичность, позволяет считать данный состав высокоперспективным при проведении ремонтно-изоляционных работ. Кроме того, свойство состава гелировать в щелочной среде позволит в перспективе внедрять новые технологии при проведении мероприятия в поглощающих скважинах, которые значительно сократят продолжительность и стоимость ремонтов.

Таблица 1

Распределение значений рангов по интервалам каждого признака

X ₁ , мД	X ₂ , %	X ₃ , м	X ₄ , т/сут	X ₅ , М ³	Значения рангов
50-100	60-65	3-8	0,2-0,7	3-4	1
100-150	65-70	8-13	0,7-1,2	4-5	2
150-200	70-75	13-18	1,2-1,7	5-6	3
200-250	75-80	18-23	1,7-2,2	6-7	4
250-300	80-85 и выше	23-28	2,2-2,7	7-8	5

Таблица 2

Применение метода ранговой классификации для оценки эффективности мероприятия изоляции водопритоков

№ объекта	X ₁ , мД	X ₂ , %	X ₃ , м	X ₄ , т/сут	X ₅ , М ³	Пирост добычи нефти, Q	Значения функции классификации, Ф
1	2	3	4	5	6	8	9
1	110	60	8	0,4	4	6	6
2	55	75	7	0,35	5	8	8
3	100	70	13	0,7	5	9	10
4	150	69	12	0,3	5	9	9
5	127	63	7	0,6	3	-	6
6	150	85	8,5	1,4	6	25	15
7	135	75	4	0,5	5	8	9
8	270	77	8	0,6	7	29	15
9	300	95	13	0,4	5	30	15
10	127	75	5	0,8	5	9	10
.....							
40	85	75	14	0,5	5	7	8
41	170	75	12	0,5	5	28	11
42	190	70	7	4	5	2	7
43	127	69	12	1,3	3	17	11
44	150	63	4	1,3	6	8	7
45	135	85	8	1,5	5	24	12
46	270	75	13	1,2	7	29	16
47	300	77	5	1,7	3	30	13
48	127	95	12	0,7	8	23	14
49	170	75	17	1,3	6	19	12
50	55	75	27	0,5	5	26	13

Выводы

1. Изоляционный раствор приготовленный из ЩО, кальций хлора и цемента отвечает требованиям технологии ремонтно-изоляционных работ.

2. Применение изоляционного раствора с такой рецептурой улучшает геолого-эксплуатационные показатели скважины и способствует повышению экономической эффективности.

3. За счёт эластичных свойств изоляционный раствор обладает способностью более глубоко проникать в поры и трещины пласта, что даёт возможность охвату трещин в широком объёме.

4. Экономическая эффективность полученная от внедрения эластичного изоляционного раствора в 50 скважинах составляет 372 тыс. манат.

Литература

1. Евстифеев С.В., Аносов Э.В., Явнов И.Г. и др. «Опыт проведения водоизоляционных работ на месторождениях ООО КУБАНЬ-ГАЗПРОМ». Сб. докл. Межд. Научно-практической Конференции «Современные технологии капит-го ремонта скв-н и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития». Краснодар-2006, стр. 24-25.

2. В. Schwanz, Welltec, H.L. Jorgensen "Оптимизация эксплуатации скважин за счёт изоляции зон притока". Нефтегазовые технологии. М.: 2008, № 8. стр. 45-49.

3. М.К. Багиров «Регулирование притока нефти к скважине». Баку. «Элм», 1997. 214 с.

4. А.Х. Мирзаджанзаде «Применение процессов диакоптики в нефтедобыче»

Quyularda suaxınının təcridinin səmərəliliyinin rəng klassifikasiyası ilə qiymətləndirilməsi

F.F. Əhməd, Ü.E. Əlsəfərova,
İ.M. Qəribova, X.İ. Şirinova, A.M. Bağırova

Xülasə

Dünya neftinin əksəriyyəti uzun müddət işlənmədə olan yataqlardan çıxarıldığı üçün, yeni təkliflərə böyük ehtiyac yaranır. Sulaşma həddinin yüksək olmasını nəzərə alaraq yeni elastik xassəli, qələvi tullantısı, kalsium xlorid və sementdən ibarət təcrid edici məhlul hazırlanmışdır.

Mədən-təcrübə sınaqları 50 quyuda aparılmışdır. Bütün vəziyyətlərdə hidrosədd kimi qələvi tullantısı və 10-15% kalsium xlorid qarışığından alınan məhlul istifadə edilir. 50 quyuyu üzrə hasilatın, təmirlərarası işləmə müddətinin, təmir saylarının və b. mədən göstəriciləri yığılmışdır. Rəng klassifikasiyasına əsasən tədbir aparılan quyuların effektiv olub olmaması təyin edilmişdir. Aparılan əməliyyatların səmərəliliyi 75-80% təşkil edir. Əlavə çıxarılan neft 1 130 t, aparılan tədbirin iqtisadi səmərəsi 372 min manat təşkil etmişdir.

Estimation of efficiency of water inflow isolation by the range classification

F.F. Ahmad, U.E. Alsafarova,
I.M. Garibova, Kh.I. Shirinova,
A.M. Bagirova

Summary

As the most of the world oil produced from long term developing fields, there is need for the new suggestions. Taking into consideration the high level of water flood,

the isolating solution with elastic feature consisting of alkali liquor, calcium chloride and cement was developed.

The field experience tests were conducted in 50 wells. The solution consisted of alkali liquor and calcium chloride of 10-15 % is used as hydraulic limiter in all conditions.

The data of production, development

period between well workovers, and the amount of well workovers over 50 wells were collected. Due to the range classification, the efficiency of the wells was determined. The efficiency of conducted operations is 75-80 %. The additional produced oil was 1130 t, and the economical efficiency of conducted operations consisted of 372 thousand manats.

UOT 622.24.5

YATAQLARDA QUYULARA SU AXINININ MƏHDUDLAŞDIRILMA TƏDBİRLƏRİ

İ.Y.Əfəndiyev, G.M.Qafarova, E.H.Həsənova

(ARDNŞ-nin ETİ)

Hazırda istismarda olan dəniz neft yataqlarının məhsulunda neftin miqdarının azalması, suyun isə artması müşahidə edilir. Quyulara su axınını məhdudlaşdırmaq üçün məhsulu sulaşmış quyuların əksəriyyətində sulaşmanın qarşısını almaq məqsədilə təcrid-təmir işləri aparılır [1-4].

Tədqiqatçı alimlərin, mədənin mühəndis texniki işçilərinin göstərilən sahələrdə apardıqları işlərin müsbət nəticələri quyudibi zonada laydan gələn su axınının qarşısında sədd yaratmaqla, bir müddət quyudibi zonanın dağılmasının qarşısını alır və suyun çıxarılmasına, utilizə olunmasına, ətraf mühitin qorunmasına qoyulan xərcləri qismən azaldır. Lakin dəniz neft yataqlarında quyuların sulaşmasının intensivləşməsi, quyulara su axınının məhdudlaşdırılması üçün yeni, daha səmərəli texnologiyaların işlənməsini və geniş tətbiqini tələb edir.

Su təzahürlü quyuların optimal iş rejiminin pozulmasının qarşısını almaq, neft hasilatının sabitliyini və artımını təmin etmək, quyuların təmir-arası işləmə müddətini (TAM) uzatmaq və geoloji-texniki tədbirlərin səmərəliliyini artırmaq məqsədilə tətbiq sahələrinin seçilməsi mühüm əhəmiyyət kəsb edir.

Belə ki, aparılacaq tədbirlərin nəticələrini əvvəlcədən proqnozlaşdırmaq üçün quyu və layın müəyyən parametrlərinin və o, cümlədən tədbir aparılacaq sahənin sulaşma dərəcəsinin öyrənilməsi vacib məsələlərdəndir.

Bu məqsədlə dəniz yataqları üzrə həmin parametrlər toplanılmış və cədvəl 1-də verilmişdir.

Cədvəldən göründüyü kimi Günəşli, Neft Daşları, Palçıq pilpiləsi, Səngəçal-Duvanı, Xərə-Zirə və Zığ yataqlarında çıxarıla

rıla bilən qalıq neft ehtiyatları ilk növbədə tədbirlərin aparılması üçün tətbiq sahələri kimi seçilməsinə əsas verir

Məqalədə suyun təcridi ilə əlaqədar tədbirlərin aparılmasının məqsədə uyğunluğunu təyin etmək üçün yataq və quyuların seçilməsi üsullarından bəhs olunur.

Məlum ranq korrelyasiya üsulundan [5] istifadə etməklə yataqlar qalıq neft ehtiyatına görə düzülüşdür. Belə ki, ən böyük ehtiyata malik olan yataq üçün şərti çıxarıla bilən qalıq neft ehtiyatı vahid qəbul edilmiş, sıralama ranqlara görə aparılmışdır və nəticələr cədvəl 2-də verilmişdir.

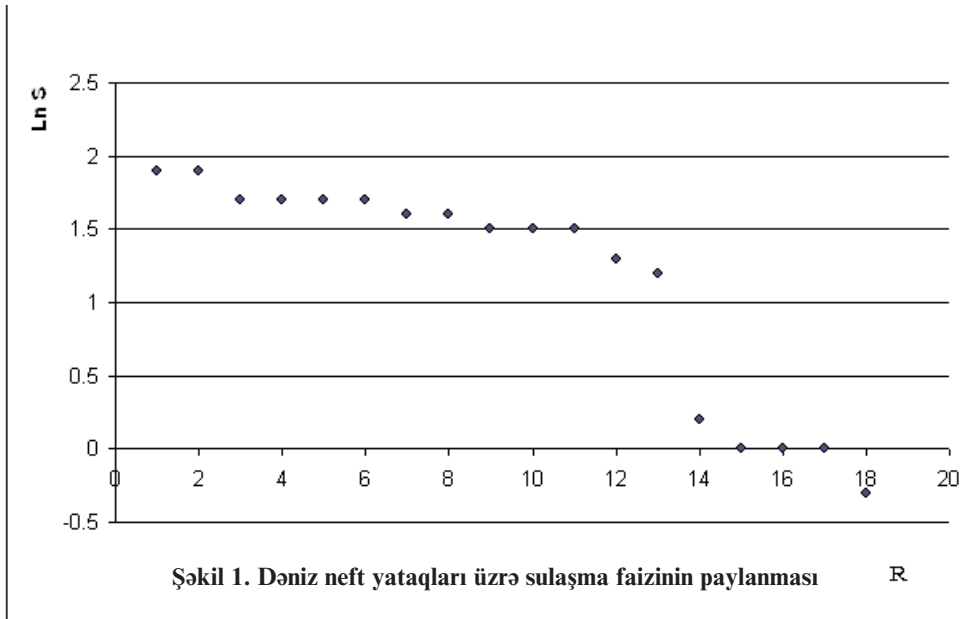
Yataqlar üzrə sulaşma faizinin paylanma qaydalarına uyğun olaraq qrafik qurulmuşdur (şəkil 1). Qrafikdən aydın olur ki, sulaşma faizinin texnoloji parametrlərə görə paylanması hiperbolik paylanmaya uyğundur.

Dəniz neft yataqları üzrə sulaşma faizinin paylanmasına görə qurulmuş qrafikdən paylanmanın üç hissəyə bölünməsi aydın görünür. Qruplar çox, orta və az sulaşma faizləri ilə bir-birindən fərqlənirlər. Qrafikdən maraqlı bir nəticə alınmışdır ki, orta qalıq neft ehtiyatına və yüksək sulaşma faizinə malik yataqlar əksəriyyət təşkil edir və bu sahələrdə aparılacaq tədbirlərin yüksək səmərə verəcəyi ehtimalı böyükdür. Odur ki, göstərilən şərtləri ödəyən yataqlar araşdırılmış və istehsalat şəraitini nəzərə almaqla «Neft Daşları», «Zığ», «Qum dəniz» və «Pirallahı» yataqları suyun təcrid işlərinin aparılması üçün seçilmişdir. Bu yataqlarda aparılacaq tədbirlər üçün seçilmiş quyuların mədən məlumatları toplanmış və araşdırılmışdır. Belə ki, birinci növbədə Zığ yatağında 5 (242, 244, 434, 241, 252 saylı), Qum – dəniz yatağında 2 (409, 452 saylı), Pirallahı yata-

Cədvəl 1

Dəniz neft-qaz yataqları üzrə maye hasilatına aid məlumat göstəriciləri (01.01.2006-cı il tarixə)

Yataqların adı	İşlənmənin başlanması	İlkin ehtiyatlar, neft, min t	Neft, min t		İlkin ehtiyatdan istif. %		Hasılat (dekabr), t	
			balans	Çıxar.bilən	balans	Çıxar.bilən	Neft,t	Su, m ³
Güneşli	1980	345622,0	223515,3	58269,3	35,3	67,7	14868	17371
Neft Daşları	1950	364843,0	200817,8	18023,8	45,0	90,1	1982	1739
Sənq.Duv.x.z	1963	191565,4	123736,1	11119,5	35,4	86,0	733	409
Bahar	1968	35682,0	29474,3	2589,3	17,4	77,8	6,0	3,6
Palçıq pülpiləsi	1961	82085,0	73425,1	13039,1	10,5	39,9	308,1	231
Qum dəniz	1955	67533,9	39663,6	4163,4	41,3	87,0	122	1109
Darvin banka	1953	62294,0	45737,8	3354,8	26,6	83,5	189	131
Pirallahı adası	1902	83502,2	56646,0	1367,0	32,2	95,2	200	472
Bulla dəniz	1975	8007,0	6688,8	59,8	16,5	95,6	58	13
8 Mart	1988	4226,6	4007,0	807,4	5,2	21,4	38	-
Ələt dəniz	1986	8482,4	6642,0	1542,2	21,7	54,4	120	-
Cilov adası	1951	17846,3	13115,4	713,4	26,5	86,9	71	113
Hövsan	1948	20993,0	18000,3	3790,3	14,6	44,1	299	694
Zığ	1936	31893,0	25649,5	8049,3	19,6	43,7	28	385
Abşeron	1971	5428,3	5095,8	796,5	6,1	29,5	37	52
Canub Abşeron	1970	509,0	438,0	2,0	13,8	97,2	-	-
Qərbi Abşeron	1989	999,2	9985,9	1833,9	0,06	0,33	0,3	-
Gürqan dəniz	1974	18395,1	11082,0	582,9	39,6	92,6	31,0	0,5
		∑	893721,3	129285,9	34,2	78,2	19093,4	7753,0



Şəkil 1. Dəniz neft yataqları üzrə sulaşma faizinin paylanması

R

ğında 4 quyuda (211,287, 609, 784 sayılı) tədbirlər aparılması məqsədə uyğundur.

Eyni zamanda Neft Daşları yatağında tədbir aparmaq üçün VIII horizontdan istismar olunan 799 sayılı quyu seçilmişdir. Bunun səbəbi ondadır ki, Neft Daşları yatağının istismarı zamanı sulaşmaya məruz qalan quyular dərhal yuxarı horizontlara qaytarılmışdır. Bu səbəbdən yatağın ümumi sulaşma faizi orta sulaşma faizi qrupuna düşür. VIII horizont isə orta qalıq neft ehtiyatı və yüksək sulaşma faizi olan qruplara düşdüyündən həmin horizont ayrıca olaraq seçilmişdir [6].

Cədvəl 2-dən görüldüyü kimi orta qalıq neft ehtiyatına (şerti olaraq 0,191) malik Sənqəçal-Duvannı, Xərə-Zirə yatağından istismar olunan, N.Nərimanov ad.NQÇİ-nin fəaliyyətdə olan və son zamanlar sulaşması daha intensivləşən quyu fondu araşdırılmış və vəziyyəti cədvəl 3-də verilmişdir.

Cədvəldən görüldüyü kimi NQÇİ-nin fəaliyyət fondunda 180 quyu var.

Hal-hazırda N.Nərimanov NQÇİ-nin nəzdində 5 neft-qaz çıxarma sexi (NQÇS) fəaliyyət göstərir. 1və 2 saylı NQÇS-nin quyuları Sənqəçal-dəniz-Duvannı-dəniz və Xərə-Zirə yataqlarının V-VII-VIII neftli-qazlı horizontlarından işləyirlər.

3 saylı NQÇS-nin quyuları Sənqəçal-Dəniz, Xərə-Zirə adası və 8 Mart yataqlarının VII-VIII horizontlarından, 4 və 5 saylı

NQÇS-nin quyuları Bulla-dəniz və Ələt-dəniz yataqlarından istismar olunurlar. 4 və 5 saylı NQÇS-nin fondu 01.09.08 tarixinə uyğun olaraq işlək quyu fondu 15 və 17 quyu təşkil edir. Hər iki mədəndə quyuların sulaşması qeydə alınmayıb.

Ən çox sulaşma 2 və 3 NQÇS-nin quyularında qeydə alınmışdır. Məhz bu səbəbdən 2 və 3 saylı NQÇS-lərdə təmirlər arası iş müddətinin (TAM) intervalı müəyyənləşdirilmiş və şərti olaraq 3 qrupa bölünmüşdür.

2 saylı NQÇS üzrə:

-TAM-nə görə aşağı < 70; 3 quyu (202, 279, 290)

-TAM -nə görə orta 180 6 quyu (489, 269, 381, 350, 377, 667)

-TAM-nə görə yüksək < 365 22 quyu (265, 266, 397, 307, 296, 200, 367, 479, 499, 645, 274, 378, 652, 371, 310, 289, 299, 399, 546, 261, 254, 359)

3 saylı NQÇS üzrə:

-TAM-nə görə aşağı < 70 heç bir quyu qeydə alınmayıb

-TAM-nə görə orta >180 1 quyu (711)

-TAM-nə görə yüksək < 365 9 quyu (589, 693, 552, 707, 561, 588, 566, 568, 704)

Birinci mədəndə quyuların sulaşması 5,4% təşkil edir.

2 saylı NQÇS-də işlək fond 43 quyu

Cədvəl 2

**Dəniz neft yataqlarının çıxarıla bilən qalıq neft hasilatı və sulaşması
haqqında məlumat (01.01.2006-cı il)**

Sır.№	Yataqlar	Şerti çıxarıla bilən qalıq neft ehtiyatı	Sulaşma %-i
1	Günəşli	1,0	14,4
2	Neft Daşları	0,309	46,7
3	Palçıq pılpləsi	0,223	42,8
4	Səngəçal-Duvan., Xərə-Zirə	0,191	35,8
5	Zığ	0,138	93,2
6	Qum dəniz	0,071	90,1
7	Hövsan	0,065	69,9
8	Darvin bankası	0,058	40,9
9	Bahar	0,044	37,5
10	Qərbi Abşeron	0,031	-
11	Ələt- Dəniz	0,026	-
12	Pirallahı adası	0,023	70,2
13	8 Mart	0,014	-
14	Abşeron bankası	0,0137	58,4
15	Cilov adası	0,012	61,4
16	Gürqan-dəniz	0,010	1,6
17	Bulla -dəniz	0,001	18,3
18	Cənubi Abşeron	0,003	-

Cədvəl 3

**N.Nərimanov adına NQÇİ-də fəaliyyətdə olan quyuların
01.09.2008-ci tarixinə vəziyyəti**

NQÇS	Fəaliyyətdə olan quyuların fondu	İstismar üsulu		Hasilat, t/gün (01.09.2008)		Sulaşma, %	TAM, gün			
		fontan	qazlift	Q _a	Q _{su}		<70	>180	<365	365
							Quyuların sayı, ədəd			
I	84	1	84	773	44	5,4	-	-	-	-
II	43	4	39	340	273	44,5	3	6	22	8
III	21	9	12	80	96	54,5	-	1	9	11
IV	15	-	15	108,5	-	-	-	-	-	-
V	17	4	13	158,5	-	-	-	-	-	-
cəmi	180	17	163	1459,8	413	34,8				

təşkil edir. Hasilat 1 quyuya orta hesabla 7,9/6,3 t/gün, sulaşma faizi 44,5 təşkil edir. 43 quyudan 21 quyunun məhsulunda su var.

3 sayılı NQÇS-nin işlək fondunu 21 quyular, hasilat 1 quyuya 3,8 neft, 4,6 su t/gün sulaşma 54,5% təşkil edir. İstismarda olan 21 quyudan 13 quyunun məhsulu sulaşmışdır.

N.Nərimanov ad.NQÇİ-də sulaşmış 34 quyunun məlumatları toplanıb araşdırılmasının nəticəsi cədvəl 4-də verilmişdir. Cədvəldəki göstəricilər əsasında rəng kor-

relyasiya üsulundan istifadə edərək, sulaşmaya qarşı geoloji-texniki və texnoloji tədbir aparılacaq quyuların seçilməsi məsələsinə baxılmışdır. İlk növbədə hansı quyularda suyun təcridi işlərinin aparılacağından asılı olaraq bütün quyular üzrə cəm neft hasilatının artımı və suyun azalması gözlənilir.

Bu məqsədlə Səngəçal –Duvanı, Xərə-Zirə yatağının VII horizontu üzrə sulaşmış quyuların neft və su hasilatına görə paylanması aparılmışdır. Neft və su hasilatına

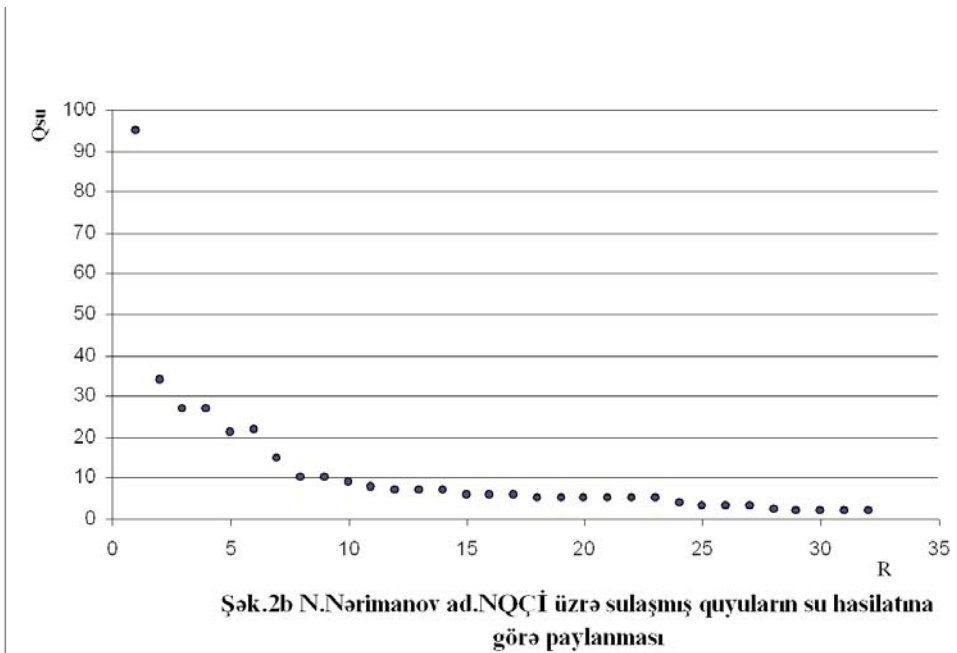
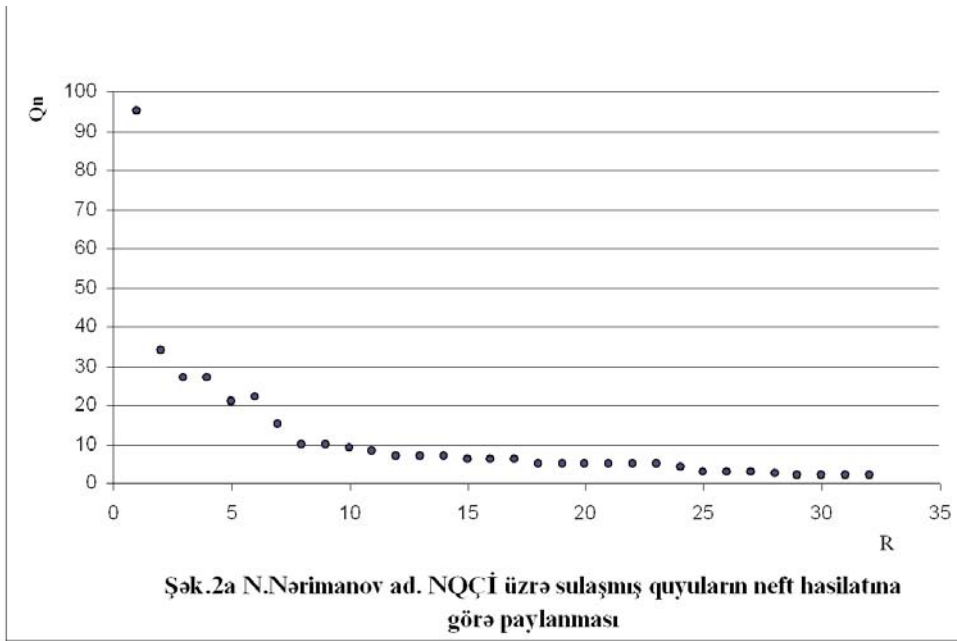
görə quyuların ranqlara görə paylanmasını 3 qrupa bölmək olar. Neft və su hasilatına görə paylanma şəkil 2a, 2b-də verilmişdir.

Şəkil 2a-dan görüldüyü kimi neft hasilatına görə quyuların paylanması hiperbolik asılılıqdır və 3 qrupa bölünmüşdür. Seçilmiş 34 quyudan 5 -i (479, 695, 589, 378, 310 sayılı) I qrupa-neftə görə yüksək hasilata, 21-i (367, 350, 693, 652, 296, 588, 561, 578, 457, 419, 307, 704, 464, 496, 354, 377, 312, 333, 466, 475) II qrupa neftə görə orta hasi-

latla, 8-i isə (270, 320, 497, 499, 711, 668, 552, 254) III qrupa-neftə görə aşağı hasilata uyğun gəlir.

Anoloji olaraq su hasilatına görə də quyular qruplaşdırılmışdır.

I qrup 5 quyu (296, 312, 320, 367, 307sayılı), II qrup 23 quyu (693, 645, 350, 704, 561, 333, 466, 475, 496, 464, 668, 479, 589, 310, 588, 354, 711, 378, 497, 377, 707, 254) orta hasilat və III qrupa 6 quyu (270, 652, 457, 552,578, 499) aşağı hasilatlı quyulardır



Cədvəl 4

N.Nərimanov ad. NQÇİ-nin sulaşmış quyularının araşdırılmasının nəticələri

Quyuların №	NQÇS №	Quyuların hasilatı		Sulaşma %	Ranq Qn	Ranq Qsu	LnR Qn	LnR Qsu
		Qn	Qsu					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
254	2	0,5	3	85,7	34	28	3,5264	3,3322
270	2	2,5	2,5	50	27	29	3,2958	3,3672
296	2	13	95	88	10	1	2,3025	0
307	2	20	22	75,8	16	6	2,7725	1,7917
310	2	24	5	17,0	5	20	1,6094	2,9957
312	2	3,0	34	92,0	23	2	3,1354	0,6932
320	2	2	27	93,0	28	4	3,3322	1,3863
333	2	3	7	70,0	24	12	3,1781	2,4849
350	2	16	10	38,4	7	9	1,9459	2,1972
354	2	4	5	55,5	21	22	3,0445	3,0911
367	2	16	21	56,7	6	5	1,7917	1,6094
377	2	4	3	42,8	22	26	3,0911	3,2582
378	2	25	4	13,8	4	24	1,3862	3,1781
357	2	8	2	20,0	14	31	2,6391	3,4339
479	2	42	5	10,6	1	18	0	2,8903
496	2	8	6	60,0	20	15	2,9957	2,7081
497	2	10	3	30	17	25	2,8332	1,1188
499	2	1,5	0,5	25	29	34	3,3673	3,5263
645	2	29	10	25,5	2	8	0,6932	2,0794
652	2	15	2	12,0	9	30	2,1972	3,4012
668	2	1	6	85,7	32	17	3,4657	2,8332
419	3	7	27	79,4	15	3	2,7081	1,0986
464	3	4	6	60,0	19	16	2,9444	2,7725
466	3	3	7	70,0	25	13	3,2188	2,5649
475	3	3	7	70,0	26	14	3,2581	2,6391
552	3	1	2	66,6	33	32	3,4965	3,4657
561	3	9	8	47,0	12	11	2,4849	2,3979
578	3	9	1	10	13	33	2,5649	3,4965
588	3	11	5	31,2	11	21	2,3979	3,0445
589	3	28	5	15,1	3	19	1,0986	2,9444
693	3	15	11	42,3	8	7	2,0794	1,9459
704	3	6	9	60,0	18	10	2,8903	2,3026
707	3	2	3	60,6	30	27	3,4012	3,2958
711	3	1	5	84,0	31	23	3,4339	3,1355

(şək.2b).

Araşdırmalar göstərir ki, neft və su hasilatına görə aşağı müəyyən edilmiş III qrupa 3 quyular (270, 552, 499 sayılı), neft və su hasilatına görə orta 11 quyular (350, 693, 588, 561, 497, 704, 464, 496, 354, 333, 466) II qrupa düşür. Həm neft, həm də su hasilatına görə yüksək olan qruplarda eyni quyular aşkarlanmayıb. Aparılmış hesablamalara görə neft hasilatına görə aşağı, su hasilatına görə orta

və yüksək qrupa düşmüş quyulardan tədbirlərin aparılması məqsədlə 475, 320, 497, 711, 668, 254 sayılı quyular seçilmişdir

Beləliklə, ranq korrelyasiya üsulunun tətbiqilə quyuların seçilməsi, təcrid etmə tədbirlərinin aparılması nəticəsində quyularda sulaşma dərəcəsinin azalmasına imkan yaradır.

Nəticə

1. Rənq korrelyasiya üsulunu tətbiq etməklə dəniz neft yataqlarında suyun təcridi işlərinin aparılması üçün sahələr seçilmişdir.

2. Yataqlardan çıxarılabilən qalığ neft ehtiyatlarını və sulaşma faizini bilməklə su təcridi işlərinin aparılmasının məqsədəuyğun olması hiperbolik paylanmaya uyğunluğu ilə təsdiqlənir.

Ədəbiyyat

1.БабаевР.Д., Байрамов Э.М., Сафиев И.К. Состав для изоляции притока вод в скважину, АНХ, 2003 г, №6 с.28-31

2.Абасов М.Т., Джафаров И.М., Стреков А.С. и др. Прогнозирование продолжительности ограничения водопритоков полимерными растворами в добывающих скважинах. Известия НАНА, Серия: «Науки о Земле», 2002, №2, С.97-102

3.Сулейманов Б.А., Салаватов Т.Ш., Нуряев А.С. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах. Нефтяное хозяйство, 2000г, № 12, с.28-31.

4.Əhməd F.F. Mədən məlumatlarının statistik təhlilinə əsasən dizel-qətran tullantılarının quyudibi ətrafı zonasının bərkidilməsi nəticələri haqqında. АМЕА-nın xəbərləri, Yer elmləri, №4, 2008, səh.80-82

5.Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегаздобыче. Системный анализ, диагноз, прогноз М, Наука, 1997, 254 с

6.Аğазadə О.Д. Sulaşmış dəniz neft yataqlarında quyulara su axınının məhdudlaşdırılmasının yeni texnologiyalarının işlənməsi və tətbiqi. Diss. t.e.n, 2005, səh.7

Мероприятия по ограничению притоков воды в скважины в месторождениях

И.Ю.Эфендиев,
Г.М.Гафарова, Э.Г.Гасанова

Резюме

На эксплуатирующихся морских нефтяных месторождениях наблюдается уменьшение в продукции количества нефти и соответственно увеличение воды. Для ограничения притоков воды в большинстве обводнённых скважин с целью предотвращения обводнения проводят ремонтно-изоляционные работы.

В скважинах с проявлением воды, с целью предотвращения нарушения оптимального режима работы, обеспечения и повышения стабильного дебита, увеличения периода работы между ремонтами скважин и повышения эффективности геолого-технических мероприятий выбор области внедрения играет решающую роль.

Знанием извлекаемых запасов остаточной нефти и процентов обводнения путём гиперболического распределения определялось соответствие месторождений для проведения изоляционных работ.

В последнее время на месторождениях Сангачалы-Дуванны и Хара-Зиря, где наблюдалась интенсивность обводнения, в результате анализа 34 эксплуатирующихся скважин, для внедрения нового разработанного метода, в первую очередь были определены 6 скважин, в которых проводились мероприятия.

Проведением геолого-технических мероприятий в отобранных скважинах, а также на скважинах эксплуатируемых с одного горизонта создаются условия для уменьшения процента обводнения.

**Measures on water influx
limitation in fields**

I.Yu.Efendiyev,
G.M.Gafarova, E.G.Gasanova

Summary

On developing offshore oil fields decrease of oil quantity in production and, correspondingly, water increase is observed. To limit water influx in majority of drowned wells repair and isolation works are carried out for drowning prevention.

To prevent optimum work practices, to provide and to increase work period between well repair and geological and technical measu-

res efficiency increase in water flow wells, selection of introduction field has a significant role.

Knowledge of recovered reserves of residual oil and percents of water encroachment by means of hyperbolic distribution defined appropriation for isolation works contacting. Recently, 6 wells where defined in the first place on Sangachal-Duvanni and Khara-Zirya fields, where intensive water encroachment was observed as result of 34 developing well analysis for introduction of new developed method, in which measures where carried out.

Geological and technical measures in selected wells, and, as well, in wells developing from one horizon, are conducted to create conditions for water encroach percent decrease.

UOT.622.276

FONTAN VƏ QAZLIFT QUYULARININ İSTİSMARINDA QUYUAĞZI PARAMETRLƏRƏ GÖRƏ QUYUDİBİ TƏZYİQİN ANALİTİK TƏYİNİ

X.M.İbrahimov, Ə.R.Poladov, F.S.Ələskərova

(ARDNŞ-nin ETİ)

Yatağın işlənməsinə nəzarət olunması, quyuların səmərəli iş rejiminin qurulması, hidrodinamik tədqiqatların aparılmasını tələb edir. Hidrodinamik tədqiqatlar həm qərarlaşmış və həm də qərarlaşmamış rejimlərdə aparılır.

Quyudaxili tədqiqat işlərinin aparılması üçün əsasən lift boruları daxilindən dərinlik ölçü cihazlarının buraxılması lazım gəlir. Bəzi hallarda, xüsusən də mürəkkəb dəniz və iqlim şəraitində, yüksək hasilatlı quyularda, qaldırıcı nasos-kompressor borularında ağır karbohidrogen birləşmələrinin, parafin və duzun çökməsi nəticəsində quyulara dərinlik ölçü cihazlarının buraxılması müəyyən çətinliklər yaradır. Quyulara dərinlik ölçü cihazları buraxmaq mümkün olmadıqda quyuağzı parametrlərdən istifadə edərək lay və quyunun hidrodinamik parametrlərini riyazi metodlarla təyin etmək zərurəti yaranır.

Təyin edilməsi vacib olan parametrlərdən biri quyunun dib təzyiqidir. Dib təzyiqini təyin etmək üçün müxtəlif metodlar məlumdur [1, 2]. Bu metodların bəziləri böyük xəta verir. Bu da onunla əlaqədardır ki, hesabat düsturlarında quyudan qaldırılan mayenin fiziki-kimyəvi xüsusiyyətləri və termodinamik şəraiti nəzərə alınmır. Qeyd olunanları nəzərə alaraq dərin fontan və qazlift quyularının dib təzyiqini kifayət qədər dəqiq hesablamağa imkan verən yeni metod tələb olunur.

Qazlift quyusunun dib təzyiqi doyma təzyiqindən yüksək olarsa və quyunun məhsulunda su olmazsa, onda lay neftinin xüsusiyyətlərindən istifadə edərək, dib təzyiqini boruarxası təzyiqə əsasən təyin etmək mümkündür.

Quyunun ilk işə düşməsi vaxtı onun

boruarxası fəzasına doldurulmuş su ilə lay nefti arasında seqreqasiya prosesi baş verir.

Hər şeydən əvvəl boruarxası fəzanın yuxarı hissəsində neftdən həll olmuş qaz ayrılır və bu qazın seqreqasiyası gedir. Bununla birlikdə içərisində qaz həll olmuş doymuş neftin, daha ağır, qazsızlaşmış neftdə seqreqasiyası və quyunun boruarxası fəzası boyu neftdə həll olmuş qazın diffuziya prosesləri baş verir, yəni sərbəst qazın neft sütunundan seqreqasiyası birinci qurtarır və boru arxasında «qaz yastığı» əmələ gətirir. Bir qədər sonra nisbətən kiçik zaman müddətində neftin və suyun seqreqasiyası qurtarır və sonuncu boru arxasından tamamilə sıxışdırılır. Həll olunmuş qaz qabarcıqlarının gec diffuziya olması nəticəsində və sıxlıqlarının az fərqlənməsinə görə boruarxası qazlı və qazsızlaşmış neftin paylanması tədricən qurtarır. Bundan sonra qazsızlaşmış neft, boruların daxilinə sıxışdırılır və nəticədə boruarxası fəza iki hissədən, sərbəst qaz sütunu (yuxarıda) və doymamış neft sütunundan ibarət olur (aşağıda). Əgər quyuağzı, boru arxasında neft sütunu üstü və quyuyu dibi təzyiqləri uyğun olaraq $P_{q.a.}$, $P_{səv}$, və P_{dib} ilə və neft sütunun səviyyəsini və quyunun dərinliyini isə $H_{səv}$, H_q ilə işarə etsək və qəbul etsək ki, neft sütununun səviyyəsində təzyiq doyma təzyiqinə P_{doy} bərabərdir, onda neft və qaz sütununun təzyiqi aşağıdakı məlum tənlikdə ifadə edilə bilər [1, 2]:

$$P_{dib} = P_{doy} + \rho_{nlay} \cdot g \cdot (H_q - H_{səv}) \quad (1)$$

$$P_{doy} = P_{q.a.} \cdot \exp\left(\frac{\rho_{qo} \cdot g \cdot H_{sav} \cdot T_o}{Z_{or} \cdot T_{or} \cdot P_o}\right) \quad (2)$$

Burada:

H_q - quyunun dərinliyi, p_n lay, $p_{q.o}$ - uyğun olaraq lay neftinin sıxlığı və standart şəraitdə qazın sıxlığı,

P_o , T_o, T_{ort}. - uyğun olaraq standart təzyiqli, temperatur və orta temperatur, Z - qazın ifrat sıxılma əmsalı.

Mətnə təzyiqli və temperatur mütləqli ölçü vahidlərində götürülür.

(1) və (2) tənliklərindən istifadə edərək H_{səv}-ni atmaq olar. Onda quyunun yuxarıda göstərilən mərhələdə dib təzyiqli:

$$P_{dib} = P_{doy} + p_{n\ lay} g \quad (3)$$

olar.

Quyunun rejimini dəyişərkən, yaxud onu saxladıqdan sonra boruarxası fəzada mayenin səviyyəsi dəyişir və boru arxasında sabit təzyiqli qərarlaşır, onda (3) tənliyindən istifadə etməklə lay təzyiqlini təyin etmək olar. Burada iki mümkün vəziyyət ola bilər. Birinci halda quyunun dib təzyiqli doyma təzyiqlindən kiçikdir və proses stabilləşəndən sonra boruarxasını ancaq qaz sütunu doldurur. Onda quyunun dib təzyiqli Borometrik düsturla (2) hesablanır və P_{doy}-nı P dib ilə əvəz etmək lazımdır. Bu halda lay təzyiqlini təyin etmək mümkün olmur, çünki quyuyu saxlandıqdan sonra laydan və borulardan boruarxası fəzaya müəyyən qədər qaz keçməsinin qarşısını almaq olmur.

İkinci mümkün olan halda, quyuyağzı təzyiqli doyma təzyiqlindən artıql olur və boruarxası fəza doymuş, bircinsli neft sütunu ilə dolmuşdur. Belə hal anomal lay təzyiqli obyektlərdə müşahidə olunur. Bu halda dib və lay təzyiqli (1) düsturu ilə hesablanır və düsturda P_{doy} əvəzinə P_{q,a} yazılır.

Nəzərə almaq lazımdır ki, tədqiqat ərəfəsində quyuda nisbətən orta dəyanətli vəziyyət yaranır, belə ki, səbəst qaz boru arxası fəzada neftdən tam seqreqasiya edir, su neftdən sıxışdırılır və 3 zona yaranır: yuxarı zona sərbəst qaz sütunu, orta zona doymamış neft sütunu və aşağı zona bir fazalı doymuş neft sütunu (şəkil 1). Boru arxasında təzyiqlin lay təzyiqlindən (aşağı zona, B nöqtəsi) doyma təzyiqlinə qədər (A nöqtəsi) dəyişməsi baş verir. Onda yuxarı və aşağı zonalar arasında əlaqə (1) və (2) asılılıqları ilə yazıla bilər, lakin (2)- də P_{doy} , P_{səv} ilə əvəz edilir.

Neftin sıxlığının dərinlikdən asılı olaraq artmasına uyğun olaraq aralıql zonanın

təzyiqli də aşağı getdikcə artır [3]:

$$\frac{dP}{dH} = g[\rho_{nlay} + \alpha(P_{lay} - P)] \quad (4)$$

Burada $\alpha = \frac{dP}{dH} \approx const$ – bu parametrl

lay neftindən götürülmüş nümunənin tədqiqinə əsasən təyin edilir.

P = P_{doy} və H=H_{doy} olduqda (4) asılılıqlından alarıql:

$$H_{doy} = H_{səv} + \frac{1}{\alpha \cdot g} \ln \left[1 + \frac{\alpha}{\rho_{nlay}} (P_{doy} - P_{səv}) \right] \quad (5)$$

(1), (2), (3) tənliklər sistemində əgər H_{səv}-ni H_{doy} ilə və P_{doy}-nı P_{səv} ilə əvəz etsək onda 3 məchul kəmiyyəti, P_{səv}, H_{səv} və H_{doy} təyin etmək lazım gəlir. Bu tənliklər sistemini tamamlamaq üçün yuxarı zonaya keçən qazın balans tənliyini yazıql:

Qaz yastıqlında (yuxarı zona) qazın standart həcmi aşağıdakı ifadədən təyin etmək olar [4]:

$$V_{q,o} = \frac{f}{\rho_{q,o} \cdot g} (P_{səv} - P_{q,a}) \quad (6)$$

Burada f – həlqləvi fəzanın en kəsik sahəsidir. Boruarxası fəzada doymamış maye sütunundan qaz yastıqlına keçən qazın həcmi aşağıdakı ifadədən təyin etmək olar [5]:

$$dV_{q,o} = dV_{H,o} \cdot S (P_{doy} - P) \quad (7)$$

Burada $S \approx \frac{dQ}{dP} = const$ – qazın neftdə həll olma əmsalı.

Q - həcmi qaz tutumu

dV_{H,o} - neftin qazsızlaşmış halda həcmi.

Bu sahədə neftin həcmi təyin edək:

$$dV_H = fdH = dH_{n,o} (b - \rho \Delta P) \quad (8)$$

burada b – lay neftinin həcm əmsalı.

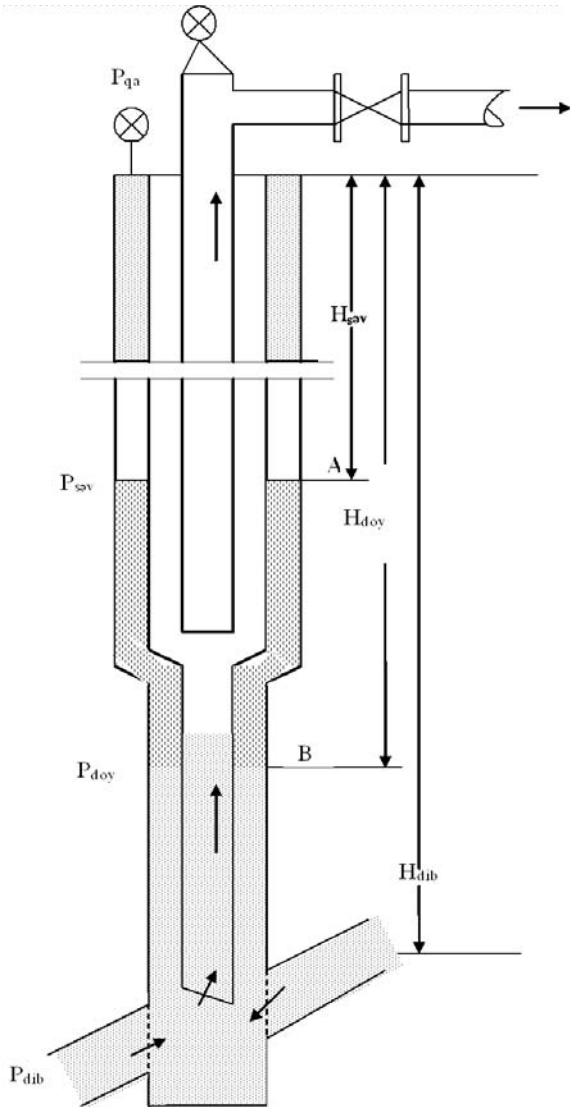
$$\beta = \frac{db}{dP} \approx const \quad (9)$$

(4) – dən dH və (7) – dən dV_{H,o} qiymətini (8)-ə yazsaql və alınan ifadəni P_{səv}- dən P- doym və həcmi 0- dan V_{q,o}- ya

Cədvəl 1

«Günəşli» yatəgının 2saylı DDÖ-nin FLD-dən işləyən quyuların faktiki istismar göstəriciləri

Sıra №	Quyuların №-si	Orta dərinlik, m	Başlanğıc lay təzyiqi, MPa	Başlanğıc lay emperatura, C	Doyma təzyiqi, MPa	Orta qaz faktoru, m ³ /m ³	Neftin sıxlığı, kq/m ³		Neftin özülüyü, mPas		Əmsal	
							Lay şəraitində	Qazsızlaşmış	Lay şəraitində	Qazsızlaşmış	həllolma	Xüsusi həcm
1	2	3140	33,4	71	20	104	724	856	0,7	2,4	5,2	1,34
2	12	3167	35,2	61	22,5	106	732	844	1,1	2,8	4,71	1,308
3	17	3126	33,0	62	27,6	123	724	862	0,8	3,8	4,49	1,308
4	102	3140	33,1	71	22,0	106	723	858	0,8	2,6	4,82	1,352
5	103	3175	33,3	62	27,4	136	693	856	0,8	3,3	4,96	1,373
6	105	3227	32,8	73	27,2	125	693	857	0,7	2,4	4,6	1,363
7	106	3181	33,6	62	29,2	134	686	856	0,8	3,3	4,59	1,386
8	107	3146	32,6	71	28,4	134	736	856	0,6	2,6	4,72	1,34
9	109	3293	34,6	68	20,0	99	734	859	0,6	4,0	4,95	1,31
10	110	3377	34,9	68	22,0	99	721	860	0,6	2,8	4,5	1,32



Şəkil 1. Hesabat sxemi

inteqrallasaq doymamış neftdən ayrılan qazın həcmi təyin etmək olar:

$$V_{q.o} = \frac{fS}{g} \int_0^{\Delta P_{sav}} \frac{x \cdot dx}{(P_{n,x} + dx)(B - \beta x)} \quad (10)$$

burada

$$\Delta R_{sav} = P_{doy} - P_{sav} \quad (11)$$

(6) və (10) ifadələrin sağ tərəfini bərabərləşdirsək, onda ΔR_{sav} -i tapmaq üçün aşağıdakı transident tənliyi alırıq:

$$\Delta R_{sav} = \Delta R_{q.a} +$$

$$\frac{P_{q.o} \cdot S}{\alpha \cdot b + \beta \rho_{n,lay}} \left[\frac{\rho_{n,lay}}{\alpha} \ln \left(1 + \frac{\alpha}{\rho_{n,lay}} \Delta P_{sav} \right) \right] + \frac{b}{\beta} \ln \left(1 - \frac{\beta}{b} \Delta P_{sav} \right) \quad (12)$$

Sonuncu tənliyi məlum təqribi metodlardan biri ilə həll etmək olar.

Lakin parametrlərin praktiki dəyişmə rüddələri üçün $\frac{\alpha}{\rho_{n,lay}} \cdot \Delta P_{sav}$ və

$\frac{\beta}{b} \Delta P_{sav}$ -in kiçik qiymətlərində (12)

tənliyinə ardıcıl yaxınlaşma metodu tətbiq etsək aşağıdakı nisbətən sadə ifadəni alırıq:

$$P_{sav} = P_{q.a} + \frac{\rho_{q.o}}{2 \cdot b \cdot \rho_{n,lay}} \cdot (P_{doy} - P_{q.a})^2 + S \quad (13)$$

Qeyd etmək lazımdır ki, $\rho_{q.o}$, $\rho_{n,lay}$, S , β , α , P_{doy} və P_{sav} -in praktiki mümkün qiymətləri üçün (13) tənliyinin həlli (12) tənliyi kifayət qədər yüksək dəqiqliklə təmin edilir.

Misal: $\rho_{q.o} = 0,731 \frac{kg}{m^3}$, $\rho_{n,lay} = 813 \frac{kg}{m^3}$, $\beta = 1,174$, $S = 2 \times 80 \times 10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$, $\alpha = 3,15 \times 10^{-6} \frac{kg}{m^3}$, $\beta = 0,611 \cdot 10^8 \text{ Pa}^{-1}$, $\Delta R_{q.a} = 10$

MPa (13) -cü düstura görə $\Delta P_{sav} = 9,893$ MPa. (12) yaxud (13) tənliklərdən tapılan ΔP_{sav} , H_{doy} -ni, P_{sav} -ilə əvəz etsək dinamik səviyyənin H_{sav} yerini tapırıq.

Sonra P_{sav} və H_{sav} -nin təyin edilmiş qiymətlərini (5)-ə yazsaq doymuş və doymamış maye sütunlarının sərhədini, H_{doy} dərinliyini təyin edirik. H_{sav} -ni tapılmış H_{doy} -ilə əvəz edərək (1) məlum H_{dib} və P_{doy} -da quyunun dib təzyiqini təyin edirik (P_d). Cədvəl 1-də «Günəşli» yatağının 2 saylı DDÖ-də FLD-dən işlə-yən quyuların əsas göstəriciləri verilir. Cədvəl 2-də 2 saylı DDÖ-də FLD-dən işlə-yən quyuların dərinlik manometri ilə ölçülmüş və yuxarıda təklif edilmiş metodla hesablanmış lay təzyiqləri verilir. Cədvəldən görüldüyü kimi təklif edilən üsulla hesablanan təzyiqin manometrlə ölçülmüş təzyiqə görə xətası 4-10% -dən artıq deyil. Bu onu göstərir ki, quyuya dərinlik ölçü cihazlarını buraxmaq mümkün olmadıqda fontan və

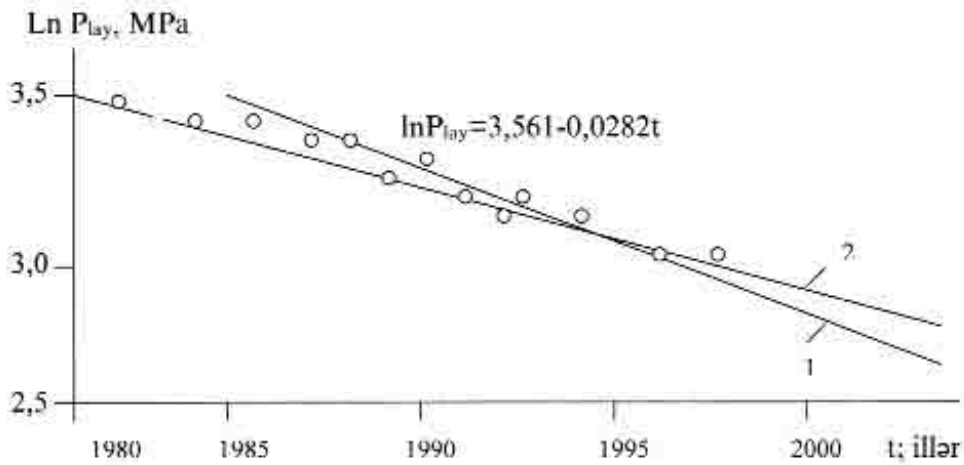
qazlift quyularının quyuağzı parametrlərinə görə onların quyudibi təzyiqini təyin etmək üçün təklif edilmiş analitik üsul mədən şəraitində kifayət qədər etibarlıdır.

Şəkil 2 və 3-də uyğun olaraq FLD və X-cu horizontlarının dərinlik manometrlerinin ölçüləri əsasında orta lay təzyiqinin dinamikası göstərilir. Bu obyektlərdə lay təzyiqinin kəskin şəkildə aşağı düşməsi istismar obyektlərindən yatağın işlənməsinin lahiyəsində nəzərdə tutulduğundan 20-25% artıq maye qaldırılması və lay təzyiqinin bərpa tədbirlərinin çox aşağı səviyyədə aparılması ilə əla-

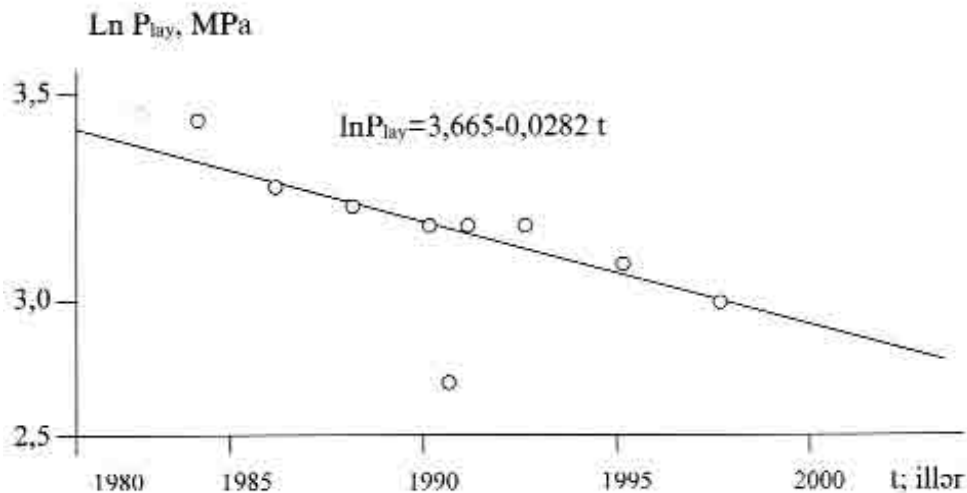
qədardır [2]. Yatağın baza obyektləri olan FLD və X horizontlarında neft vermə əmsalını yüksəltmək üçün lay təzyiqini saxlamaq tədbirlərini təcili həyata keçirmək lazımdır.

Nəticə

1. Yatağın istismar effektivliyini yüksəltmək üçün onun istismar parametrlərinə nəzarət etmək son dərəcə vacibdir. Bu məqsədlə istismar obyektləri üzrə mütəmadi hidrodinamik tədqiqatlar aparılmalıdır və quyulardan yatağın işlənmə lahiyəsində nəzərdə tutulan maye hasilatını təmin etmək



Şəkil 2. FLD-də $\ln P_{lay}$ -ın işlənmə müddətindən (t) asılılığı əyrisi



Şəkil 3. X horizont-da $\ln P_{lay}$ -ın işlənmə müddətindən (t) asılılığı əyrisi

Cədvəl 2

«Günəşli» yatağının 2 sayılı DDÖ üzrə FLD-dən işləyən quyuların lay təzyiqlərinin ölçülmüş və hesablanmış göstəriciləri

Quyular №-si	Ölçülmə intervalı	Lay təzyiqi, MPa	
		manometrlə	hesablanmış
2	3170-3120	23,21	21,85
7	3547-3508	12,50	13,1
12	3204-3130	22,85	23,21
17	3149-3104	23,86	22,45
103	3200-3150	26,12	25,24
106	3223-3140	25,49	23,12
107	3172-3120	23,12	24,15
108	3200-3150	26,12	25,02

lazımdır.

2. Lay təzyiqinin bərpası tətbiqləri yüksək səviyyədə aparılmalıdır ki, istismar obyektlərinin neft vermə əmsalı böyük olsun.

3. Fontan və qazlift quyularının quyulara ağız parametrlərinə görə quyudibi təzyiqinin analitik təyini üçün təklif edilmiş üsulda xəta kiçikdir və yuxarıda göstərilən məqsədə xidmət etdiyi üçün aktualdır.

Ədəbiyyat

1. М.Н.Кузмин, С.Н.Бузинов Исследования пласта и скважин. М.Недра 1983. 253с

2. А.Х.Мирзаянзаде, Н.А.Алиев, Х.Б. и др «Фрагменты разработки морских нефтяных месторождений» Баку, изд-во «Элм», 1997, 207 с.

3. Скважина добывающая нефтяная. Методика расчета давления на забое скважин по устьевым параметрам. 0136002-66-98. Müəssisə standartı. Баку, 1998, 15с.

4. Методы расчета статического и динамического забойного давления в газовых и конденсатных скважин. Баку, Элм. 1993, 312с

5. А.Х. Мирзаянзаде, О.Л.Кузнецов, К.С.Басниев, З.С.Алиев «Основы Технологии добычи газа» М. Недра, 2003. 879с

Аналитическое определение забойного давления по устьевым параметрам при эксплуатации фонтанных и газлифтных скважин

Х.М.Ибрагимов,
А.Р.Поладов, Ф.С.Алескерова

Резюме

Контроль процесса эксплуатации месторождения является очень важным вопросом. Это необходимо для оценки коэффициента нефтеотдачи продуктивных объектов на нефтяных месторождениях. Гидродинамические исследования производятся спуском в скважину глубинных измерительных приборов. Гидродинамические исследования требуют достаточно высоких денежных средств. Часто спуск в скважину глубинных измерительных приборов при трудных географических и погодных условиях, особенно при глубоких, высоких дебитах и наличии парафина в продукции становится не возможным. В таких случаях специалисты предлагали различные способы определения параметров пласта и скважины без проведения гидродинамических исследований.

дований.

Указанные способы или высокие погрешности поэтому не пригодны. В статье предлагается новый способ определения забойного давления фонтанных и газлифтных скважин по устьевым давлениям. Сопоставление промысловых данных и изменений предложенного способа дали удовлетворительные результаты – полученные погрешности составили 4-10%.

В качестве объекта сравнения приняты были значение гидродинамических исследований в скважинах месторождениях «Гюняшли».

На основании этих данных представлены график изменения динамики и математическое интерпретация пластового давления на горизонтах СП и X горизонта являющихся базовыми объектами месторождения.

Analytical determination of the bottom hole pressure according to well head parameters at flowing and gas lift wells

Kh.Ibrahimov,
A.Poladov, F.Alekerova

Summary

Control of field operation process is very important problem. It is necessary for estimation of oil recovery factor of the productive formation on oilfields. The hydrodynamic investigations are carried out by subsurface measurement instrument running into the well. Much money

means are necessary for hydrodynamic investigations. Sometimes it is not possible to run into the well subsurface measuring instrument because of difficult geographical and weather conditions, especially under high production rate paraffin presence.

In such cases specialists suggested different methods of bees parameters determination and without conducting hydrodynamic investigations.

Therefore shown methods or large errors are not suitable. The new method of bottom hole pressure determination of the flowing and gas lift wells according to well head pressures is suggested in the article.

Oil field data comparison and suggested method changes gave us satisfactory results, errors formed 4-10 %.

Hydrodynamic investigations data in wells of Gunashly field were taken as comparison object. On the basis of these data the graph of dynamics change and mathematical interpretation of formation pressure on the interval suite and X horizons was given.

BUZOVNA-MAŞTAĞA YATAĞININ NEFT-QAZ EHTİYATLARININ SƏMƏRƏLİ MƏNİMSƏNİLMƏSİNİN TƏHLİLİ

Z.S. Məmmədov, K.Z. Qayıbov, Y.H. Kərimov, İ.Ə. Əhədzadə

(ARDNŞ-nin ETİ)

Buzovna-Maştağa neft-qaz yatağı Abşeron yarımadasının şimal-şərq hissəsində, Bakı şəhərindən 30 km məsafədə, qərbdə Maštağa, şərqdə Buzovna kəndləri və cənubda Qala neft-qaz yatağı arasında yerləşir.

Yatağın geoloji kəsilişində qədim Xəzər, Abşeron, Ağcagil, məhsuldar qat, Pont, Diatom və Qovundağ çöküntüləri iştirak edir.

Buzovna-Maştağa yatağı Kürdəxanı-Maştağa-Buzovna tektonik zonasında yerləşir və iki gömülmüş qalxıntıdan ibarət olub meridional istiqamətdə uzanan asimmetrik tektonik quruluşa malikdir.

Qırışıqın şimal qanadı az ($4-6^\circ$), cənub qanadı isə nisbətən çox ($12-20^\circ$) maillidir. Yataq diapir xarakterlidir və nüvəsi Buzovna sahəsində Qovundağ lay dəstəsinin çöküntülərindən təşkil olunmuşdur.

Qırmaqualtı lay dəstəsinin tavanına görə yatağın uzunluğu 8,5, eni 2,6, hündürlüyü isə 0,45 km təşkil edir (şəkil 1).

Buzovna-Maştağa qırışıqı mürəkkəb quruluşa malikdir. Belə ki, qırışıq geoloji kəsiliş boyunca çox saylı qırılma və tektonik pozğunluqlarla bir-birindən izolə olunmuş 30-a yaxın bloklara parçalanmışdır. Kəskin dislokasiyaya uğramış yatağın geoloji quruluşu onun sahələri üzrə neftin akkumulyasiyasına və obyektlərdə paylanmasına öz ilkin təsirini göstərmişdir.

Əgər məhsuldar qatın alt şöbəsində sənaye əhəmiyyətli neftli blokların sayı kəsiliş böyü 12-17 arasında dəyişirsə, üst şöbədə neftli blokların sayı 1-8 arasında dəyişir (cədvəl 1).

Buzovna-Maştağa neft-qaz yatağının sənaye işlənməsinə 1941-ci ilin sonunda başlanmış və keçən 67 illik dövr ərzində yataqda qazılmış 1298 quyunun 1235-dən neft alın-

raq istismara daxil edilmişlər.

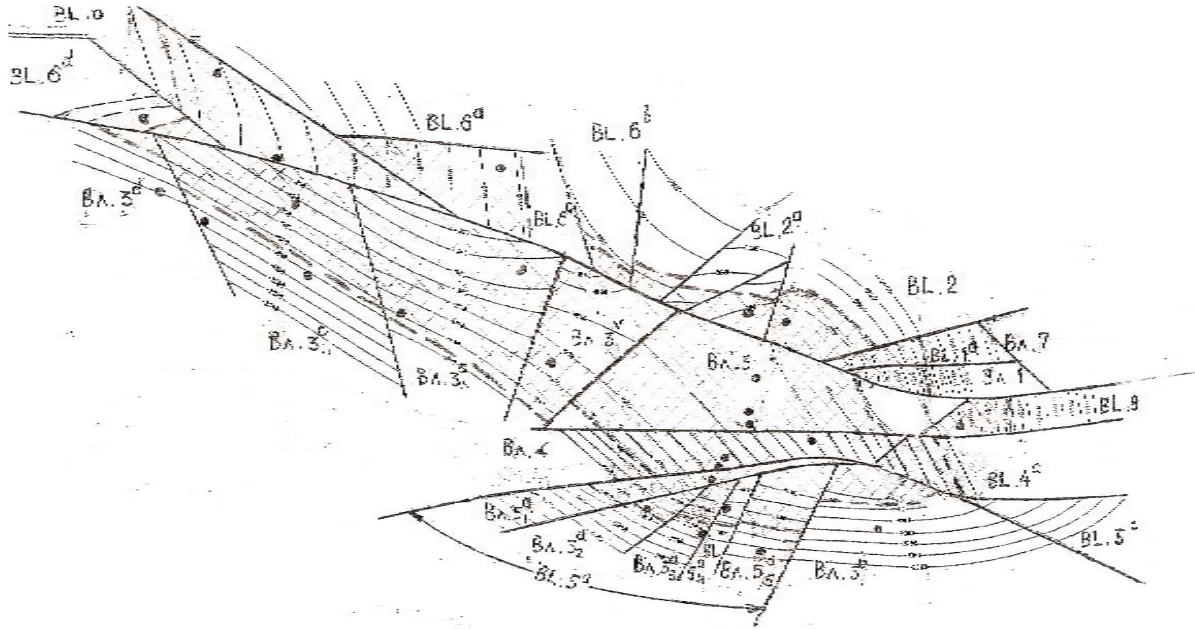
Yatağın neft və qaz ehtiyatları ilk dəfə 01.01.1942-ci il tarixə olan ilkin geoloji-kəşfiyyat, geofiziki, qazıma, mədən-istismar və digər tədqiqat məlumatları əsasında hesablanmışdır. Sonralar, qazıma, mədən-geofiziki və işlənmədən əldə olunan yeni məlumatlar əsasında yatağın ehtiyatları üç dəfə (01.01.1952, 01.01.82 və 01.01.2004-cü il tarixlərə) hesablanmışdır.

Yatağın kəsilişində 13 neftli-qazlı obyekt müəyyən edilmiş və onlar bu günə kimi işlənmədə iştirak edirlər. Bu vaxt ərzində ARDNŞ tərəfindən qəbul edilmiş ehtiyatlara görə ilkin balans və çıxarıla bilən neft ehtiyatları uyğun olaraq 33,9 və 80,4 % mənimsənilmişdir. Qalıq neft ehtiyatlarının cari mənimsənilmə tempi balans ehtiyatları üzrə 0,06%, çıxarıla bilən ehtiyatlar üzrə isə 0,52%-dir. Həll olmuş səmt qazı üzrə isə uyğun olaraq 0,19 və 0,77% təşkil edir. Obyektlər üzrə ehtiyatların mənimsənilmə göstəriciləri cədvəl 1-də verilmişdir. Cədvəldən görüldüyü kimi ehtiyatların obyektlər üzrə mənimsənilmə dərəcələri müxtəlifdir.

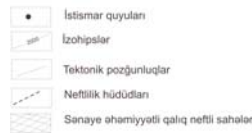
Məhsuldar qatın üst şöbəsində obyektlərin mənimsənilmə dərəcələri ilkin balans ehtiyatları üzrə 0,1-26,0 %, çıxarıla bilən ehtiyatlar üzrə isə 0,4-84,9% arasında dəyişirsə, alt şöbədə obyektlərin mənimsənilmə dərəcələri uyğun olaraq 17,5-58,6 və 69,4-90,1% arasında dəyişir.

Üst şöbə üzrə bütövlükdə ilkin balans ehtiyatları 21,9%, çıxarıla bilən ehtiyatlar 71,1% mənimsənilmişdirsə, alt şöbə üzrə həmin ehtiyatlar uyğun olaraq 34,2 və 80,4 % mənimsənilib.

Qeyd etmək lazımdır ki, obyektlər üzrə qalıq neft ehtiyatlarının cari mənimsənilmə templəri də müxtəlifdir. Bu göstəricilər üst



Şəkil. Buzovna-Maştağa yatağının QA dəstəsinin tavanına görə qurulmuş struktur xəritə



şöbənin obyektlərinin balans ehtiyatlarına görə 0,18-0,86%, çıxarıla bilən ehtiyatlara görə isə 1,47-9,37% arasında dəyişir və üst şöbə üzrə orta qiymət uyğun olaraq 0,23 və 2,04 % təşkil edir. Alt şöbədə bu göstəricilər uyğun olaraq balans ehtiyatlara görə 0,01-0,33 %, çıxarıla bilən ehtiyatlara görə 0,09-1,38% arasında dəyişir. Bütövlükdə, alt şöbə üzrə isə bu göstəricilər uyğun olaraq 0,06 və 0,57 % təşkil edir.

Bütövlükdə yatağın obyektləri üzrə balans ehtiyatlarının mənimsənilmə tempi 0,01-0,86%, çıxarıla bilən ehtiyatlar üzrə 0,09-9,37% arasında dəyişirsə, yataq üzrə orta qiymət olaraq 0,06 və 0,52 təşkil edir.

Yataq üzrə qeydiyyatda olan ilkin balans ehtiyatlarının 66,1%, çıxarıla bilən ehtiyatlarının isə 19,6 %-i mənimsənilməmişdir. Çıxarılmamış balans neft ehtiyatının 65,8%-i, çıxarıla bilən ehtiyatların isə 19,6 %-i alt şöbədə (QÜG, QÜQ, IQD, IIQD, IIIQD, IVQD, VQD, QA) və uyğun olaraq 2,3% və 3,4%-i üst şöbədə (IV, V, VI, VII, X) yerləşmişdir.

Neftdə həll olmuş ümumi səmt qazının balans və çıxarıla bilən ehtiyatları uyğun olaraq 41,8 və 15,5%-i mənimsənilməmişdir.

Buzovna-Maştağa qırışığı coğrafi cəhətləri nəzərə alınmaqla, şərti olaraq 4 sahəyə (Buzovna-şimal, Buzovna-mərkəz, Maštağa-cənub, Maštağa-şimal və Buzovna-cənub) bölünmüşdür.

Şəkil 1-dən görüldüyü kimi 1; 1a; 2, 2a və 7-ci bloklar -Buzovna-şimal, 3; 3a; 3b; 3v; 3c; 3d; 4a və 8-ci bloklar isə - Buzovna-mərkəz + Maštağa-cənub, 6; 6a; 6b; 6v; 6c və 6d bloklar -Maštağa- şimal, 5a; 5b və 5c bloklar isə Buzovna-cənub sahələrə aid edilmişdir.

Yataq üzrə qəbul olunmuş son neftvermə əmsalı 0,422, cari əmsal isə 0,339-dur. Alt şöbədə bu göstəricilər 0,425 və 0,342 olduğu halda, üst şöbədə bu rəqəmlər uyğun olaraq 0,308 və 0,219-dur.

01.01.2008-ci il tarixə yataq üzrə istismar fondunda 144 ədəd quyudan 71-i işlək, 73-ü isə müxtəlif səbəblərdən dayanmışdır.

Qeyd etmək lazımdır ki, yatağın işlənmə prosesinə sahələr üzrə də nəzarət olunur.

Cədvəl 1

Yatağın obyektləri üzrə neft-qaz ehtiyatlarının mənimlənmə dərəcəsi və cari mənimlənmə tempi (01.01.2008-ci il tarixə)

Obyekt- lər	İlkin neft ehtiyatlarının mənimlənmə dərəcəsi, %		Qalıq neft ehtiyatlarının cari mənimlənmə tempi, %		İlkin həll olmuş qaz ehtiyatlarının mənimlənmə dərəcəsi, %		Qalıq həll olmuş qaz ehtiyatlarının cari mənimlənmə tempi, %		Neftvermə əmsali, vah. hissə		Obyektlər üzrə sənaye əhəmiyyətli blok- ların sayı	Quyuların sayı	
	Balans ehtiyatla rına görə	Çıxarıla bilen ehtiyatlara görə	Balans ehtiyatla rına görə	Çıxarıla bilen ehtiyatlara görə	Balans ehtiyatla rına görə	Çıxarıla bilen ehtiyatlara görə	Balans ehtiyatla rına görə	Çıxarıla bilen ehtiyatlara görə	Cari	Son		İş- lək	Fəa liyyət siz
IV	25,4	59,8	-	50,4	59,3	-	0,254	0,424	0,254	0,424	4	-	1
V	26,0	84,9	0,18	28,2	32,5	-	0,260	0,307	0,260	0,307	8	3	2
VI	0,1	0,4	-	-	-	-	0,001	0,273	0,001	0,273	1	-	-
VII	15,9	57,5	0,20	15,9	18,2	-	0,159	0,273	0,159	0,273	2	1	-
X	11,2	57,9	0,86	0,95	1,1	-	0,112	0,194	0,112	0,194	2	2	1
Üst şöbə üzrə:	21,9	71,1	0,23	25,9	29,8	-	0,219	0,308	0,219	0,308	-	6	4
QÜG	41,5	75,6	0,33	81,7	95,7	1,4	0,415	0,548	0,415	0,548	14	22	26
QÜQ	19,7	71,0	0,06	27,0	35,0	-	0,197	0,278	0,197	0,278	10	3	1
IQD	17,5	77,4	0,07	47,9	67,5	0,5	0,175	0,226	0,175	0,226	17	11	5
IIQD	24,1	83,4	0,03	49,8	72,2	0,08	0,241	0,289	0,241	0,289	15	10	12
IIIQD	25,4	74,6	0,06	61,5	91,9	0,23	0,254	0,340	0,254	0,340	16	10	7
IVQD	32,2	69,4	0,04	62,8	97,6	0,19	0,323	0,466	0,323	0,466	17	4	6
VQD	37,9	73,8	0,06	55,2	90,6	0,23	0,379	0,513	0,379	0,513	13	4	8
QA	58,6	90,1	0,01	65,7	96,9	-	0,586	0,650	0,586	0,650	12	1	4
Alt şöbə üzrə:	34,2	80,4	0,06	58,6	85,6	0,20	0,342	0,425	0,342	0,425	-	65	69
Yataq üzrə:	33,9	80,4	0,06	58,2	84,5	0,19	0,339	0,422	0,339	0,422	-	71	73

Bunu nəzərə alaraq yatağın ehtiyatlarının mənimsənilmə dərəcələri bu sahələr üzrə də təhlil edilmiş və nəticələri cədv.2-də verilmişdir.

Buzovna-Maştağa yatağı qalığ neft ehtiyatlarının miqdarına görə böyük potensiala malik olmaqla bərabər, həm də yüksək perspektivlidir.

Cədvəldən görüldüyü kimi, yatağın heç bir obyektində normal quyu sayı olmadığından istismar şəbəkəsi də yoxdur. Bunun nəticəsidir ki, obyektlər üzrə mənimsəmə tempi olduqca kiçikdir.

Yuxarıda deyilənləri nəzərə alaraq belə nəticəyə gəlmək olur ki, obyektlər üzrə qalığ neft ehtiyatlarını aktiv işlənmə prosesinə cəlb etmək, onların səmərəli işlənməsini və ehtiyatların tam mənimsənilməsini təmin etmək məqsədilə, aşağıdakı tövsiyələrin ən əhəmiyyətlinin icrası məqsədəuyğun hesab edilir:

1. İşlək quyularla yanaşı fəaliyyətsiz fondada olan quyularda təmir işlərinin aparılması, mümkün olan 40 quyuda geoloji -texniki tədbirlər həyata keçirməklə işlənmə prosesini davam etdirmək (baza variantı).

2. Baza variantı nəzərə alınmaqla işlənmə prosesini aşağıdakı variantların texnologiyə və iqtisadi cəhətdən səmərəlisi ilə davam etdirmək:

a) QA, VQD, IVQD, IIIQD, IIQD, IQD və QÜG obyektlərinə 350 hasiledici quyu qazılmaqla (II variant).

b) QA, VQD, IV QD, IIIQD və IQD obyektlərinə 270 hasiledici quyu qazılmaqla (III variant).

v) QA, VQD və III QD obyektlərinə 200 hasiledici quyu qazılmaqla (IV variant).

3. Texniki-iqtisadi göstəricilərinə görə, ildə 10 quyu qazımaq şərti ilə IV variant səmərəli hesab edilir.

4. Bütün işlənmə variantlarının (baza variantından başqa) proqnoz göstəricilərini QA və VQD obyektlərinə uyğun olaraq 4 və 13 suvurucu quyu qazılmaqla və suvurma prosesinin aparılmasını nəzərə almaqla hesablamalı.

5. Buzovna-Maştağa yatağının kəsilişində olan Sabunçu lay dəstəsinin IV,

Balaxanı lay dəstəsinin VI və « fasilə» lay dəstəsinin bəzi bloklarında Dövlət qeydiyyatında olan C2 kateqoriyalı ehtiyatlar mövcuddur. Onların sənaye əhəmiyyətli olduğunu öyrənmək məqsədilə bu obyektlərin müsbət geofiziki göstəricilərini nəzərə alaraq perspektivli bloklarına qiymətləndirici quyuların qazılması məqsədəuyğun sayılır.

6. Qalığ səmt qazının çıxarılma tempi isə neftin uyğun göstəricilərindən asılıdır.

Ədəbiyyat

1. Buzovna-Maştağa yatağı üzrə neft və qaz ehtiyatlarının təkrar hesablanması. Bakı 2004. AzNQSDETLİ-nin geoloji-texniki fondu.

2. Проект разработки месторождения Бузовны-Маштаги, том 1, Баку, 1986, геолого-технический фонд, АЗНИПИИнефть.

3. H.Z. Tağıyev adına NQÇİ-nin geoloji şöbəsinin hesabatı, 2006.

4. О повышении эффективности доработки перспективных нефтегазовых месторождений суши Азербайджана (на примере месторождения Бузовна-Маштаги), ARDNŞ ETİ «Elmi əsərlər», 2009, № 1.

Анализ эффективного освоения запасов нефти и газа месторождения Бузовны-Маштаги

З.С.Мамедов, К.З.Гаибов,
Ю.Г.Керимов, И.А.Ахадзаде

Резюме

В статье дается анализ выработанности начальных запасов нефти и темп отбора от остаточных извлекаемых запасов по горизонтам и в целом по месторождению Бузовны-Маштаги.

Судя по наличию достаточно больших остаточных извлекаемых запасов нефти, это довольно перспективное месторождение.

Для более активного вовлечения его в разработку и полного извлечения остаточных извлекаемых запасов нефти нами рассматри-

Cədvəl 2

Yatağın sahələri üzrə ehtiyatların mənimlənmə dərəcəsi (faizlə)

Məhsul- dar qat	S		A		H		Ə		L		R	
	Buzovna-şimal		Buzovna mərkəz + Maşağa-cənub		Maşağa-cənub		Maşağa-şimal		Maşağa-şimal		Buzovna-cənub	
	Neft ehtiyatları, min. ton	Həll olmuş qazın çıxarla- bilən ehtiyatla- rı, mln m ³	Neft ehtiyatları, min ton	Həll olmuş qazın çıxarla bilən ehtiyatla- rı, mln m ³	Neft ehtiyatları, min ton	Həll olmuş qazın çıxarla bilən ehtiyatla- rı, mln m ³	Neft ehtiyatları, min ton	Həll olmuş qazın çıxarla bilən ehtiyatla- rı, mln m ³	Neft ehtiyatları, min ton	Həll olmuş qazın çıxarla bilən ehtiyatla- rı, mln m ³	Neft ehtiyatları, min ton	Həll olmuş qazın çıxarla bilən ehtiyat- ları mln m ³
Üst şöbə	-	-	6,8	37,7	27,2	5,8	28,3	49,1	5,2	96,7	65,2	
Alt şöbə	25,6	67,4	38,1	82,9	91,5	31,0	77,0	28,2	89,8	78,4	69,5	
Yataq üzrə:	25,6	67,4	37,8	82,8	90,7	29,5	75,5	28,9	6,3	72,2	67,8	

ваются 4 самостоятельных варианта.

Исходя из проведенного анализа и технико-экономической оценки для дальнейшей доработки месторождения нами предложен IV вариант, по которому предусматривается ввод из бурения новых скважин и применение процесса водного воздействия на горизонты ПК и VKC.

Analysis of oil and gas reserves efficient completion on Buzovna-Mashtagi field

Z.S.Mamedov, K.Z.Gayibov,
Yu.G.Kerimov, I.A.Akhadzadeh

Summary

Analysis of initial oil reserves and selection rates of residual recovered reserves by hori-

zons and by Buzovna-Mashtagi fields on the whole is given in the article.

Judging from presence of large enough residual recovered oil reserves it is rather perspective field.

For more active drawing in to development and complete recovery of residual oil reserves, 4 independent variants are considered by us.

Processing from carrying out analysis and technical and economic assessment for further field development we suggest IV variant, according to which removing from drilling new wells and Lower Kirmakin (LK) and Kalinskaya suite horizons water attack process use is stipulated.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БИОВОЗДЕЙСТВИЯ МАСЛИННЫХ ВОД НА ПЛАСТЫ

Ф.М.Рзаева, Ф.Б.Сулейманова, Х.М.Ибрагимов

(ИНИ ГНКАР)

В современных условиях разработки нефтегазовых месторождений находящихся на поздней стадии, широкое применение нашли высокоэффективные микробиологические методы воздействия на пласты, позволяющие повысить их нефтеотдачу. Микробиологический метод, применяемый во многих странах мира отличается простотой реализации, малозатратностью и экологической безопасностью для окружающей среды [1].

В ИНИ ГНКАР проведены опытно-промышленные работы по биовоздействию на пласты на 18 объектах 12 месторождений Абшеронского полуострова. Процессы биовоздействия проводились на месторождениях НГДУ Балаханьнефть, Бибиэйбатнефть и Сураханойл, Бинагадиойл [2] и др.

Сущность микробиологического воздействия на пласты заключается в вытеснении нефти из пласта посредством закачки через нагнетательные скважины избыточного активного ила (ИАИ) и органического питательного вещества.

Метод основан на жизнедеятельности различных групп микроорганизмов (*Pseudomonas*, *Micobacterium*, *Micrococcus*, *Clostridium*, и др.), которые при потреблении органических и минеральных веществ способны продуцировать внутри пласта газообразные (CO_2 , CH_4 , N_2 , H_2) и жидкие (жирные кислоты, спирты, растворители и др.) продукты метаболизма. Разложение органических веществ в пластах происходит под влиянием углеводородокисляющих бактерий *Бациллу*, *Псевдомонады* и др.

Основным фактором, обеспечивающим успешность проводимого биотехнологического процесса, является правильный

подбор среды с микроорганизмами и питательных субстратов.

В статье приводятся результаты лабораторных исследований по изучению влияния промывных вод маслин (ПВМ) на эффективность биовоздействия. Исследования по изучению процесса газообразования в биосистемах проводились на приборе Зонгена [3]. Ферментационные процессы проводили в трех колбах емкостью по 1000 см^3 , в которые предварительно загружались имитирующие пластовые условия нефть, вода в количествах по 40 и 200 см^3 . В опытах была использована нефть и вода свиты X пласта площади Биби-Эйбат. Были составлены три композиции. В первую колбу загрузили нефть 40 см^3 , пластовую воду 200 см^3 .

Во вторую колбу налили нефть 40 см^3 , пластовую воду 200 см^3 , избыточный активный ил (ИАИ) - 75 см^3 , мелассу - 75 см^3 . В третью колбу налили нефть 40 см^3 , пластовую воду 200 см^3 , избыточный активный ил (ИАИ) - 50 см^3 , мелассу - 50 см^3 и ПВМ-50 см^3 .

Промывные воды переработки маслин представляют промышленный интерес для развития микроорганизмов. Этот субстрат содержит 83,2% воды, 15% органических и 1,8% минеральных веществ. Органическая часть в основном состоит из сахаров (2-12%), азотистых соединений, органических кислот и многоатомных спиртов. Меласса представляет собой темнокоричневую густую, вязкую жидкость, с плотностью равной $1400\text{-}1500 \text{ кг/м}^3$. Она содержит воды - 16,5%, органические вещества - 72%, в том числе сахарозы - 51%, раффинозы - 1,0%, инвертного сахара - 1,0%, глютаминовой кислоты - 3,5%, белковые вещества - 5,5%, прочие органические вещества -

10,0%, неорганические вещества – 11,5%.

Активный ил для биотехнологии нефтедобычи представляет интерес как источник большого разнообразия микроорганизмов различных физиологических групп. ИАИ образуется при длительной аэрации бытовых и производственных вод, представляющих собой среду обитания микроорганизмов, образующих сложный биоценоз. Основными представителями являются микроорганизмы, осуществляющие биохимические процессы разложения органических веществ – безазотистых и азотсодержащих, гидролиз белков, углеводов, жиров, органических кислот и др [4]. Химический состав (в %) мелассы, ПВМ и ИАИ представлены данными таблицы 1.

Во время проведения экспериментов колбы были оборудованы герметизирующей пробкой со вставленными в них стеклянными трубками, которые при помощи гибкого шланга соединялись с газосборником, куда поступали образующиеся газы биогенного происхождения, где определялся их объем. Опыты проводились при температурах 20-25°C. Продолжительность процессов по ферментации составила 22 сутки. Результаты проведенных опытов по газообразованию представлены на рис.1. Как видно из рисунка объем выделившегося газа во второй композиции составил 4300 см³, в третьей колбе - 5250 см³. Увеличение объема выделившегося биогаза в третьей композиции, содержащей в качестве добавки ПВМ и мелассу, как дополнительное питание для микроорганизмов, больше, чем во второй на 950 см³.

По окончании процесса ферментации, т.е. затухания газовыделения, проанализировано качество нефти и воды. Определено поверхностное натяжение нефти на границе с воздухом в трех композициях. Первая композиция составлена для сравнения т.е. контрольная. Здесь поверхностное натяжение нефти на границе с воздухом равно 75,49 мН/м, поверхностное натяжение воды с воздухом с 74,96 мН/м.

Во второй композиции поверхностное натяжение нефти на границе с воздухом снизилось с 75,49 до 26,19 мН/м.

В третьей композиции σ нефти на границе с воздухом снизилось с 75,49 до 23,82 мН/м.

При анализе воды во второй композиции поверхностное натяжение воды на границе с воздухом снизилось с 74,96 до 57,60 мН/м, а в третьей композиции σ воды на границе с воздухом снизилось с 74,90 до 52,90 мН/м.

В результате ферментационных процессов за счет образующихся газов (СО₂, СН₄, N₂, Н₂) снижается рН среды, что свидетельствует об идущих в композициях окислительных процессов и изменении рН среды во второй и третьей композициях соответственно с 6,84 до 3,92 и 3,90.

Результаты изменения рН в композициях приведены на рис.2 и таб.2.

Как видно из табл.2. содержащиеся в ПВМ высокомолекулярные ингредиенты, близкие к углеводам и хорошо растворяющиеся в нефтях, снижают межфазное натяжение на границе раздела фаз. Наличие

Таблица 1

Компоненты	Состав, %		
	Меласса	ПВМ	ИАИ
Вода	16,5	83.2	70-90
Сухие вещества	83,5	16.8	30-10
В том числе:			
органические	72,0	15.0	24-8
неорганические	11,5	1.8	6-2

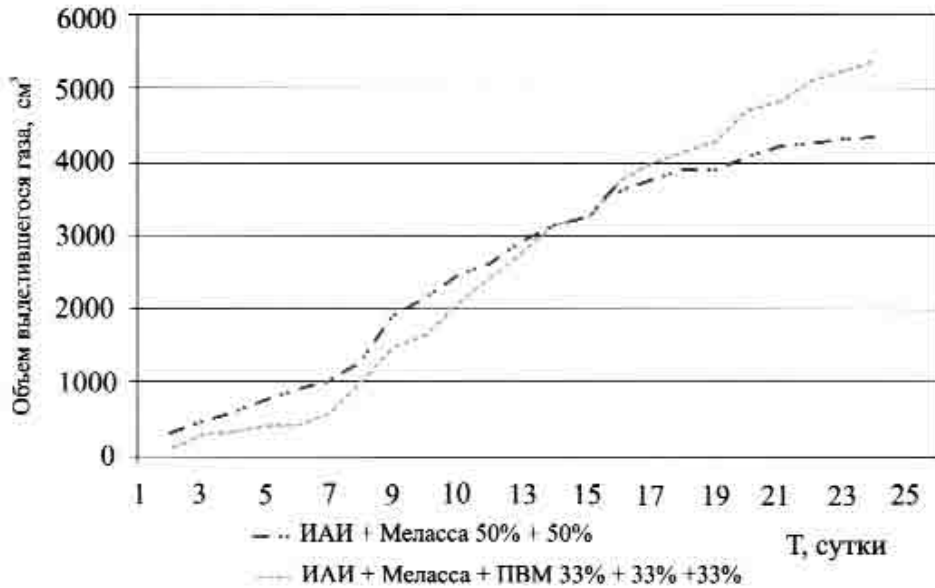


Рис.1. Образование газа биогенного происхождения

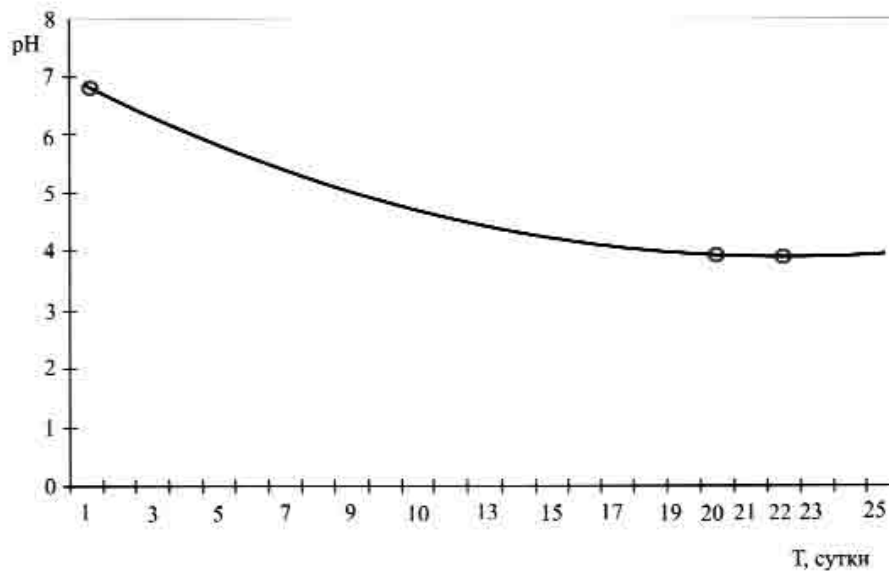


Рис.2. Изменение рН среды в композициях

в мелассе значительного количества органических соединений способствует активизации ила, выражающийся в усилении продуцирования газообразных продуктов метаболизма, являющихся нефтewытесняющими агентами. В результате растворения газов, образующихся при разложении органических соединений, содержащихся в мелассе и ПВМ, в нефти происходит снижение поверхностного натяжения, что связано с накопле-

нием в среде низких жирных кислот.

Из данных таблицы 2 видно, что снижение значения поверхностного натяжения на границе нефти с воздухом в третьей композиции больше, чем во второй. Также отмечается снижение значений рН среды и плотности нефти. Поэтому в третьей композиции улучшается смачиваемость породы и увеличиваются его нефтewымывающие свойства [5].

Таблица 2.

Состав	Компонентный состав, %	Объем выделившегося газа см ³	Поверхностное натяжение нефти σ на границе с воздухом, мН/м	Плотность воды при 20 °С кг/м ³	pH	Поверхностное натяжение воды σ на границе вода-воздух, мН/м
Исходные флюиды без биодобавок	-	-	75,49	1074	6,84	74,96
ИАИ+меласса	50+50	4350	26,19	1107	3,92	57,60
ИАИ+меласса +ПВМ	33.3 +33.3+33.3	5250	23,82	1099	3,90	52,90

Эффективность от использования этого метода складывается из увеличения текущего коэффициента нефтеотдачи, а также сокращения объемов попутно добываемой воды, способствующей улучшению экологического состояния окружающей среды.

Выводы

1. Проведенными лабораторными исследованиями установлена возможность достижения высокой степени газообразования при микробиологическом воздействии на пласт путем закачки композиции, состоящей из мелассы, активного ила и промывных вод маслин на 22,09% больше, чем в композиции без ПВМ.

2. Процесс микробиологического воздействия сопровождается образованием жидких продуктов метаболизма, обеспечивающих эффективность генерации газов биогенного происхождения, обладающих высокой энергией, расходуемой на саморегулирование процесса.

3. Наиболее высокая эффективность метода достигается при использовании добавок ПВМ – промывных вод маслин к мелассе, как источника дополнительного питания для микроорганизмов.

Литература

1. Загидулина Л.Н., Котенов Ю.А., Андреев В.Е., Зобов П.М. Разработка основных элементов механизма повышения нефтеотдачи при воздействии на пласт микроорганизмами активного ила //Нефтяное хозяйство.-2004.-№8.-С.72-75.
2. Мехтиев У. Ш., Рзаева Ф. М. Опыт внедрения микробиологических методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Азербайджана. Баку. Труды ИНИ ГНКАР-2008.-С.94-100.
3. Лебедева Н.А., Гарейшина А.З., Кузнецова Т.А., Ахметшина С.М. Перспективы развития микробиологических технологий в XXI веке //Нефтяное хозяйство.- №11.-С.7-11.
4. Исмаилов Н.М., Рзаева Ф.М. Биотехнология нефтедобычи.-Баку:Элм.-1998.-С.198.
5. Мамедкеримова С.Б., Бунятова Э.Г., Сулейманова Ф.Б. Исследование влияния биологически активных реагентов на свойства пластовых жидкостей // Азербайджанское нефтяное хозяйство.-2008. №8-С.37-39.

**Zeytun sularının laylara
biotəsirnin səmərəliliyinin tədqiqi**

F.M.Rzayeva,
F.B.Süleymanova, X.M.İbrahimov

Xülasə

Məqalə laboratoriya şəraitində aparılmış tədqiqatların nəticələrinə əsaslanaraq laylara mikrobioloji təsir texnologiyası prosesində bioenerjinin yaranmasına həsr olunmuşdur.

Qoyulmuş məsələ onunla həll olunur ki, neftin laydan sıxışdırılması üçün, vurucu quyulara izafi fəal lil (İFL) və melas ilə birlikdə mikroorqanizmlərin inkişafını təmin etmək məqsədilə üzvi maddə kimi zeytunun emalından alınan yuyucu sular (ZEYS) da vurulur.

Melasın kimyəvi tərkibi 72% üzvi maddələrdən, 11,5% qeyri-üzvi maddələrdən və 1,5% azot birləşmələrindən ibarətdir.

ZEYS mikroorqanizmlərin inkişafı üçün mühit kimi maraqlı daşıyır və onun tərkibi 83,2% su, 15% üzvi və 1,8% mineral maddələrdən ibarətdir.

Fəal lil canlı orqanizmlərdən və bərk substratdan təşkil olunaraq mikroorqanizmlərin mənbəyi kimi, melas və ZEYS isə üzvi birləşmə və mineral maddələrlə zəngin olan qidalanma mənbəyi kimi istifadə edilir.

Aparılmış tədqiqatlar Zongen cihazında 22 gün müddətində davam etmişdir. Tədqiqatların nəticələrindən görüldüyü kimi flüidə təsir edəcək mikroorqanizmlərin həyat fəaliyyəti nəticəsində bioqazlar (CO₂, CH₄, N₂, H₂) və metabolizm məhsulları (yağlar, turşular, həlledicilər, bioloji səthi fəal maddələr və s.) əmələ gəlir və bu da istər neftin, istərsə də suyun hava ilə sərhədində səthi gərlmənin əhəmiyyətli dərəcədə, həmçinin pH və sıxlığın müəyyən dərəcədə azalmasına gətirir ki, bu da sistemin nefti sıxışdırmaq qabiliyyətini artırır. Bu üsulun tətbiqindən alınan səmərə – cari və son neftvermə əmsalının artırılmasından və kənar suların həcmnin azalmasından, bununla da əlaqədar ətraf mühitin ekoloji vəziyyətinin keyli yaxşılaşmasından ibarətdir.

**Research of biological impact efficiency of
olive waters on layers**

F.M.Rzayeva,
F.B.Suleymanova, Kh.M.Ibrahimov

Summary

This article is about bio-energy creation in the process of micro-biological impact technology on the base of laboratory researches.

The challenge is solved by the way that washing water of olive processing (WWOP) is injected into the injection wells as the organic substance with excess active silt (EAS) and molasses for development of microorganisms and replacement of oil from layers.

The chemical compound of molasses consists of 72% of organic substances, 11, 5% of non-organic substances and 1, 5 % of nitric combination.

For development of microorganisms, WWOP is the special environment and consists of 83, 2 % of water, 15% of organic substances and 1, 8% of mineral waters.

Excess active silt (EAS) as a source of microorganisms consists of live organisms and firm substrata, but molasses and WWOP are used as the feeding source enriched with organic substances and mineral substance.

The conducted researches continued 22 days by Zongen device.

As it is obvious by researches that bio-gases (CO₂, CH₄, N₂, H₂) and metabolism products (oils, acids, solvents, biological surfactants) emerge at the result of activity of microorganisms, it reduces superficial tension on the oil-air and oil-water border, PH, density, this process increases replacement of oil from layer. The economic benefit of this method is the increase of the current and final oil producing coefficient, reduction of extraneous water capacity and environmental improvement.

MƏLUMAT QITLIĞI ŞƏRAİTİNDƏ ŞTANQLI NASOS QUYULARININ İSTİSMAR PARAMETRLƏRİNİN TƏYİN EDİLMƏSİ

Ş.P.Kazımov, Ş.İ.Mustafayev *, N.S.Rəfiyev **, Q.M.Allahverdiyev ***

(ARDNŞ-nin ETİ*, Ə.C.Əmirov ad NQÇİ**, «Balaxanneft» NQÇİ***)

Quyudibi təzyiqin konkret qiyməti məlum olmadıqda quyuların istər texnoloji rejimlərinin qurulması, istərsə də istismar göstəricilərinin yaxşılaşdırılması məqsədilə təklif edilən tədbirlərin tətbiqi çətinləşir. İşlənmənin son mərhələsində lay enerjisi tükənmiş yataqlarda, köhnə quyularda dinamik səviyyənin (Hg) praktiki olaraq ölçülməsi çox çətin olur. Kifayət qədər səbəb göstərmək olar ki, onlar dinamik səviyyənin ölçülməsini mümkünə edir. Digər tərəfdən, bu proses, yəni dinamik səviyyənin ölçülməsi xeyli xərc də tələb edir. Sadalanan səbəblər, bütövlükdə, hər bir yataqda ŞQN-lə istismar olunan quyu fondu üzrə iş aparıldıqda böyük məlumat qıtlığı ilə üzləşməyə gətirib çıxarır. Odur ki, bu məlumatların konkret ədədi qiymətlərinin, hər quyu üçün, digər mədən materiallarından istifadə etməklə təyin edilməsi məsələsində, xüsusi metod işlənməsi vacibliyi qarşıya çıxır. Belə bir metod həmin bu məqalənin müəllifləri tərəfindən təklif edilmişdir. Aşağıda onun mahiyyəti və tətbiqi haqqında məlumat verilir.

Metodun mahiyyəti ondan ibarətdir ki, axtarılan (Hg) kəmiyyətini bu məqsədlə bilavasitə quyuda ölçmələr aparmadan digər məlumatlardan istifadə etməklə tapmaq olur.

Bu metod nasosun faktiki dolma əmsalının, rejim parametrlərinin, boru arxası fəza ilə nasosun plunjerinin en kəsik sahələri nisbətələrinin, klapın qovşağından keçdikdə hidravlik itkilərə sərf olunan maye basqısı itkisinin qiymətləndirilməsinə əsaslanır. Belə bir yanaşmanın tətbiq oluna bilməsi üçün əsas, müəyyən quyular kateqoriyasında nasosun tam dolma əmsalı ilə işləməməsidir. Yəni plunjerin yuxarı gedişi zamanı, sorma yarım tsikli ərzində silindrə daxil olan maye sütununun hündürlüyü plunjerin gediş yolundan

kiçik olduğu üçün, bu sütunun sərbəst səthə (yüngül karbohidrogen fraksiyalarının buxar elastikliyi nəzərə alınmamaq şərti daxilində) malik olması nasos qəbulunun dinamik səviyyə altında batma dərinliyini təyin etməyə imkan verir. Başqa sözlə, əgər klapın olmasaydı, nasosun silindri ilə boruarxası həlqəvi fəza «birləşmiş qablar» sistemi təşkil edərdi və onda hər iki fəzada mayələrin sərbəst səthləri eyni səviyyədə olardı. Lakin real quyu şəraitində klaplarda itkilər olduğuna görə boruarxası fəzada maye sütununun səviyyəsi nasos silindrindəki maye səviyyəsindən klapanın müqavimətlərə sərf olunan maye sütunu basqısına uyğun bir maye sütunu hündürlüyü qədər yüksəkdə yerləşəcək. Onda şəkllə əsasən deyə bilərik ki, dinamik səviyyə aşağıdakı ifadənin köməyiylə hesablanıla bilər:

$$H_d = h_s + h_{kl} + (H - L) \quad (1)$$

Burada: h_s – silindr daxilindəki maye sütununun hündürlüyü;

h_{kl} – klapanın müqavimətləri dəf etməyə lazım olan maye basqısına uyğun sütunun hündürlüyü;

H – quyu ağızından süzgəcin ortasına qədər olan məsafə;

L – nasosun asqı dərinliyidir.

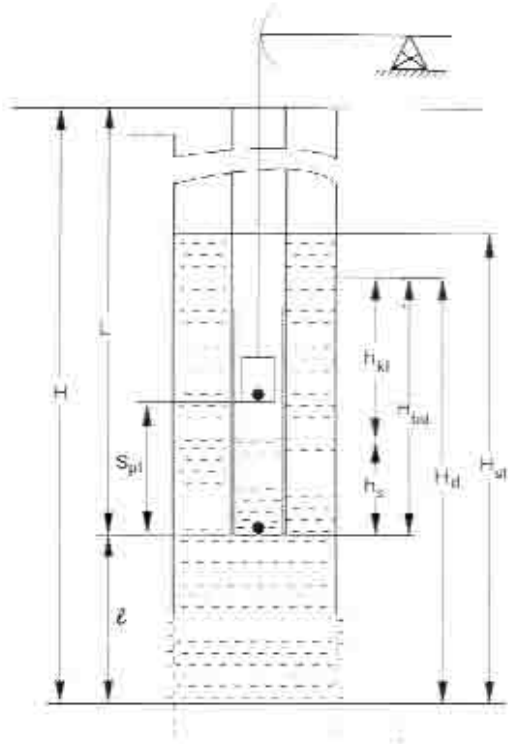
Aydınır ki,

$$H_s = \alpha \cdot S_{pl}$$

Burada: α – nasosun dolma əmsalı;

S_{pl} – plunjerin gediş yoludur.

Nasosun dolma əmsalı praktiki olaraq həmişə, gündəlik hasilat ölçmələri və dinamometrləmələr vasitəsilə məlum olur. Klapanın h_{kl} müqavimət itkiləri [3] işindəki nomogram vasitəsilə təyin olunur. Bu nomogramdan istifadə etdikdə, məqalədə baxılan məsələnin həlli ilə əlaqədar qarşıya



Şəkil. Quyu və SQNQ-nin bəzi parametr və göstəricilərinin təyin edilməsi üçün hesablama sxemi

çıxan əsas çətinliklərdən biri klapanın işlədiyi şəraitdə quyu məhsulunun özlülüyünün məlum olmamasıdır.

Quyuların əksəriyyəti sulaşdığı və bu sulaşma faizi müxtəlif quyularda geniş diapazonda dəyişdiyi üçün quyu məhsulunu təşkil edən maye qarışığının özlülüyü də çox geniş diapazonda dəyişir. Bu kəmiyyətin quyu şəraitində ölçülməsi mümkün olmadığından, onu mövcud analitik üsullarla təyin etmək lazım gəlir. Neft ədəbiyyatından məlum olan bu empirik düsturlar, əsasən, iki və ya üç fazlı qarışıqlar (emulsiyalar) üçün təklif edilmişdir. Baxdığımız azhasılatlı quyular fondu üçün qaz amilinin həddindən çox kiçik, sulaşma faizinin isə həddindən çox böyük (70-90%) olmasını nəzərə alaraq, burada yalnız, iki fazlı qarışıqlar üçün, yəni «neftdə su» və «suda neft» məhlulları üçün təklif olunmuş empirik düsturlardan istifadə etmək məqsəduyğun olar.

Quyularda nasosların qəbulu müxtəlif dərinliklərdə yerləşdiyi üçün, hər bir dərinlikdə, digər dərinliklərdəkindən fərqli tempera-

tur və sulaşma faizi, eləcə də bunlara uyğun olaraq, laydan gələn məhsulun – neft – su qarışığının özlülüklerinin qiymətləri də biri-birindən fərqli olacaq. Neftlərin özlülüklerinin qiymətlərindəki fərq yatağın dərinliyi artdıqca, yəni bir laydan o biri laya keçdikcə çox kəskin dəyişir. Məsələn, 30-a yaxın laydan ibarət olan «Balaxanı-Sabunçu-Ramanı» neft yatağında dərinlik artdıqca neftin özlülüyünün artması çox aydın görünür [1].

Yer üzərində normal şəraitdə ($t=20^{\circ}\text{C}$ -də) əgər I horizontun neftinin dinamik özlülüyü $0,00961\text{ Pa}\cdot\text{s}$ -dirsə, axırınıc – QALDalt horizontunun neftinin özlülüyü bundan 14,7 dəfə böyük - $0,1417\text{ Pa}\cdot\text{s}$ -dir. Bunlar kimi, bütün horizontların neftlərinin özlülüyü, hətta eyni bir şəraitdə (eyni bir horizontun müxtəlif yatma dərinliklərində) biri-birindən çox kəskin fərqlənirlər. Müxtəlif şəraitlərdə bunların nə qədər biri-birindən fərqlənəcəklərini təsəvvür etmək çətin deyil. Buna baxmayaraq neftçixarma məsələlərində çox vaxt şəraitlərin müxtəlif olmalarına fikir vermədən özlülüyün normal şəraitdəki qiymətlərindən istifadə edirlər. Şübhəsiz ki, bu kökündən səhvdir. Xüsusi qeyd etmək lazımdır ki, özlülüklerin bu qiymətlərindən yalnız həmin bu şəraitdəki proseslərdə istifadə etmək olar. Başqa şəraitlər üçün həmin qiymətlərin nə qədər dəyişdiyini nəzərə almaq lazımdır. Ona görə də, bu məqalədə, nasosun endirilmə dərinliyinə görə əvvəlcə temperaturun geotermik qradientindən asılı olaraq nasos yerləşən dərinlikdə temperaturun qiyməti, sonra isə həmin dərinlikdəki temperaturda neftin özlülüyünün qiyməti təyin edilir.

Kifayət qədər mükəmməl düstur olmadığına görə neftin özlülüyünün temperaturdan asılılığını nəzərə almaq çox çətindir.

Bu məsələni, müəlliflər Puazeyl düsturuna əsaslanaraq, məğzi aşağıda izah edilən yanaşma ilə həll etməyi tövsiyə etmiş və özləri də onu yerinə yetirmişlər.

Puazeylin təklif etdiyi empirik düsturun Din və Len tərəfindən alınan dəyişdirilmiş forması, eləcə də həmin düstura daxil olan və eksperiment yolu ilə alınmış əmsal və parametrlər [2]-də verilmişdir. Eksperiment yolu ilə tapılmış həmin əmsal və parametrlər-

rin qiymətlərindən istifadə edərək, biz hesablamalar vasitəsilə temperaturun $1^{\circ} C$ artması nəticəsində özlülüynün əvvəlki qiymətinin neçə faizi qədər dəyişdiyini təyin etmişik. Hesablamalar nəticəsində tapılmışdır ki, neftin temperaturu hər hansı başlanğıc $t^{\circ} C$ -dən $1^{\circ} C$ artdıqda, onun özlülüynü $t^{\circ} C$ -dəki özlülüynünün təxminən 2,3 %-i qədər azalır. Bundan istifadə edərək, yer üstündəki temperaturu $t^{\circ} C=20^{\circ} C$ -i başlanğıc qəbul edib, istənilən dərinlikdə (geotermik qradiyentə əsasən təyin olunmuş t -də) neftin özlülüynü, daha sonra sulaşma faizinə görə, uyğun empirik düsturla qarışıqın özlülüynü hesablanır.

Misal: «Balaxanı-Sabunçu-Ramanı» neft yatağının II QDüst horizontundan işləyən 3335 saylı quyudakı nasosun asqı dərinliyi 722 m-dir. Bu horizontun neftinin yer üzərindəki temperaturda ($20^{\circ} C$ -də) dinamik özlülüynü $0,09664 Pa \cdot s$ – dir.

Onda 722 m dərinlikdə, yəni nasosun qəbulu yaxınlığında neftin temperaturu

$$t = 20 + \frac{722}{34} = 20 + 21,2 = 41,2^{\circ} C$$

olacaq. Deməli $t = 21,2^{\circ} C$ artdıqda, özlülük $2,3 \times 21,2 = 48,7\%$ azalar. Əgər $t = 20^{\circ} C$ -də özlülük $0,09664 Pa \cdot s$ idisə, $41,2^{\circ} C$ -də özlülük $0,09664 \cdot 0,487 = 0,047 Pa \cdot s$ olacaq. Onda $41,2^{\circ} C$ -də yəni 722 m dərinlikdə yerləşən nasosun qəbulunda neftin $41,2^{\circ} C$ -də dinamik özlülüynü $0,09664 \cdot 0,487 = 0,047 Pa \cdot s$ olar.

Neftin 722 m dərinlikdəki dinamik özlülüynü ($41,2^{\circ} C$ -də $0,047 Pa \cdot s$) tapıldıqdan sonra sulaşma faizindən asılı olaraq, yuxarıda adları çəkilən empirik düsturlardan uyğun gələn hər-hansı biri ilə qarışıqın özlülüynü hesablanır.

Məqalənin əvvəlində quyuyu fondunun göstərilən vəziyyətində, işlənməsi vacibliyi qeyd olunan metodun yaradılmasına aid qoyulan məsələni tam başa çatdırmaq üçün aşağıdakı mülahizəni aparırıq.

ŞQNQ-nin FİƏ-ni artırmaq məqsədilə ŞQN-in verim əmsalını artırmaq, layın veriminin artırılması üçün istifadə olunan texnoloji proseslərin, işlənmənin son mərhələsində istismar olunan az debitli quyularda, başqa sözlə, belə lay-quyuyu sistemində artıq heç bir

səmərə vermədiyindən, əsasən, nasosun asqı dərinliyinin artırılması, yəni lay və quyudibi təzyiqləri arasındakı depresiyasının artırılması yolu ilə həyata keçirilir. Depresiyanın tələb olunan qiyməti bir çox amillərdən asılıdır. Onların bir qismi tələb olunan hasilat artımının səviyyəsi ilə müəyyən olunur, digərləri süzgəc ilə nasos arasındakı məsafə ilə məhdudlaşır, daha başqa qismi layın təzyiqi, hidrodinamik parametrləri, lay flyüidinin fiziki xassələri ilə müəyyənləşir və nəhayət qalan hissəsi istismar kəmərinin, süzgəc zonasının və quyuyu dibinin vəziyyəti ilə məhdudlaşır. ŞQNQ-nin FİƏ-nin artırılmasının nasosun asqı dərinliyinin artırılması ilə əlaqələndirilməsi dinamik səviyyənin mümkün dəqiqlikdə qiyməti haqqında məlumatın olmasını tələb edir. Buna görə də dinamik səviyyənin, mədən praktikasında məlum olan adi üsullarla ölçülməsinə daha çox üstünlük verilir. Lakin yuxarıda adları çəkilən amillərin təsiri şəraitində adi ölçmə üsullarının da, indiki şəraitdə, yəni köhnə yataqlarda, köhnə quyularda tətbiqini məhdudlaşdıran çoxlu sayda çətinlikləri (reper buraxılmasının mümkün olmaması, exolot, arifays kimi cihaz və avadanlığın olmaması və s.) var. Buna görə quyunun hasilatını təyin etmək üçün vacib praktiki göstəricilərdən biri olan mayenin quyuda dinamik sütununun vəziyyəti çox az hallarda ölçülür, və çox vaxt da böyük xəta ilə. Bütün bu çətinliklərlə əlaqədar olaraq, bu məqalədə az debitli quyularda dinamik səviyyənin, quyuyu məhsuldarlığının, dinamik səviyyə altında ŞQN-in minimal batırılma dərinliyinin eləcə də bu sadalanan amillərin qiymətlərindən asılı olaraq, gözlənilən hasilat artımının və ŞQNQ-nin FİƏ-nin gözlənilən qiymətlərinin təyin edilməsi üçün metod təklif edilmişdir.

Bu metodun mahiyyəti belədir.

“Mayenin dinamik səviyyəsinin bilavasitə ölçülməsi mümkün olmadığı hallarda (əslində bu əməliyyat texniki çətinlik törətmirsə də, ancaq xeyli maliyyə vəsaiti tələb edir) onun nəzəri hesablama yolu ilə təyin edilməsi mümkündürmü?” sualına cavab verilməlidir. Ümumi halda bu mümkün deyil. Lakin ŞQN-lə istismar prosesini təhlil etdikdə görmək mümkün olur ki, bəzi xüsusi hallar üçün bu

mümkündür və bundan istifadə edərək dinamik səviyyənin nasosun asqı dərinliyinin hər bir dəyişməsinə uyğun gələn hasilatın təyin edilməsinə də imkan verir.

Yuxarıda, şəkil 1 üzərində, dinamik səviyyənin, nasosun verim (dolma) əmsalının kiçik olduğu hallar üçün təyin edilməsinin izahı verilmişdir.

Nasosun asqı dərinliyinin artırılması məsələsini nəzərdən keçirək.

Bu məqalədə baxılan quyu kateqoriyası üçün həmin məsələnin həlli mümkündür. Bu onunla əlaqədardır ki, belə quyularda nasos kiçik dolma əmsalı ilə işləyir. Belə vəziyyət yuxarıda adları çəkilən göstəricilərin təyin olunmasına imkan verir. Bu ən əvvəl məhsuldarlıq əmsalının çox sadə yolla tapılmasıdır. Belə ki, faktiki debit – Q_f , mayenin statik səviyyəsi H_s məlumdur; mayenin dinamik səviyyəsi isə yuxarıda haqqında məlumat verilən metodla təyin olunur. Bu halda

$$Q = K(H_s - H_d) \quad (2)$$

ifadəsində yeganə məlum olmayan kəmiyyət məhsuldarlıq əmsalı K qalır ki, onu da (2) düsturundan tapırıq. Beləliklə, mövcud debit (Q_f) üçün yazırıq ki,

$$Q_f = K(H_s - H_d) \quad (2)$$

Buradan

$$K = \frac{Q_f}{H_s - H_d} \quad (3)$$

Daha sonra tələb edirik ki, dolma əmsalı normal qiymətə qədər artırılсын, çünki, bu ŞQNQ-nin FİƏ-nin artırılması deməkdir. Yəni tələb edirik ki, debit Q'' qiymətini alsın

$$Q_f'' = \frac{Q_f}{H_s - H_d} (H_s - H_d'') \quad (4)$$

Bu halda, şübhəsiz ki, dinamik səviyyə yeni H_d'' qiymətini almalıdır. Bu şərtədən H_d'' -nin yeni vəziyyətindəki qiyməti təyin edilir, yəni

$$H_d'' = H_s - \frac{Q_f''}{Q_f} (H_s - H_d) \quad (5)$$

Yuxarıda göstəriləyi kimi H_d'' süzgəcin ortasından nasosun qəbuluna qədər məsafə ilə $\eta \cdot S$ -ə bərabər maye sütunu və sorucu klapandakı maye basqısı hündürlüklərinin cəminə bərabər olacaqdır.

$$H_d'' = H - L + \alpha S + h_{kl}, \quad (6)$$

Burada işarələmələr əvvəlkilərdir. (6) düsturundan nasosun asqı dərinliyi L tapılır.

Qeyd edək ki, Q_f'' -ə ədədi qiymət verdikdə ola bilər ki, H_d'' özünün təyin oblastından kənara çıxsın və yaxud L elə qiymət alsın ki, nasos süzgəc daxilinə girsin. Belə hallarda Q_f'' -in daha kiçik qiymətləri ilə məhdudlaşmaq lazım gəlir.

Beləliklə bu prosedura nəticəsində, quyu üçün normal texnoloji rejim qurmaq üçün, bizə lazım olan hər üç kəmiyyəti - Q_f'' , H_d'' və L -i təyin edirik.

Ədəbiyyat

1.Алиев Б.Ш. Выбор площадей для шахтной разработки нефтяных месторождений. Изд. «Азернешр», Баку, 1979 г., с.39-60.

2. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. –Москва, 1962, с.256-272.

3.Багиров М.К., Кязимов Ш.П. и др. Добыча нефти скважинными штанговыми насосами. Изд.Чашыюглу, Баку, 2001, с.260-268.

Определение параметров эксплуатации штанговых глубиннонасосных скважин при недостаточной информации

Ш.П.Кязимов, Ш.И.Мустафаев,
Н.С.Рафиев, Г.М.Аллахвердиев

Резюме

В НГДУ ПО «Азнефть» истощение пластовой энергии залежей, находящихся на длительной эксплуатации, отсутствие кон-

кретных величин забойных давлений скважин создают определенные трудности при установке технологических режимов, улучшении эксплуатационных характеристик, а также, изменении динамического уровня старых скважин.

В этой связи, разработан специальный метод определения конкретных значений этих данных для каждой скважины с использованием другого промыслового материала.

Выработаны аналитические выражения для определения динамического уровня, глубины погружения насоса под динамический уровень и дебита скважин без проведения промыслового эксперимента .

Для определенности была оценена вязкость нефти в горизонте на уровне глубины подвески насоса и вязкость смеси в зависимости от обводненности.

В данной статье предложен метод определения динамического уровня, производительности скважин, минимального погружения насоса под динамический уровень, ожидаемого увеличения добычи и КПД установки ШГН.

Таким образом, в результате предложенных методов, для установления нормального технологического режима, определяют-ся нужные нам три величины Q''_f , H''_d , L .

Determination of sucker-rod deep water pumping wells operation at insufficient information

Sh.P.Kazimov, Sh.I.Mustafayev,
N.S.Rafiev, G.M.Allakhverdiev

Summary

In Oil and Gas Production Department (OGPD) of Azneft Industrial Association (IA) formation depletion energy of pools being on long-term operation lack of concrete bottom-hole pressure values of wells make certain difficulties at operating practices establishment, improvement of operating characteristic and, as well, changing of operating characteristics and changing of old wells dynamic level.

In this connection special method of these data concrete values determination for each well by using other field material was developed.

Analytical expressions were worked out for determination of dynamic level, pump immersion depth under dynamic level, wells production rate without carrying out field experiment.

For this purpose, oil viscosity in horizon on pump hanger depth level and viscosity of mixture depending on water encroachment was evaluated.

Method of dynamic level, wells, production rate, minimal pump immersion under dynamic level, expected production increase and efficiency of sucker-rod deep-water pumps determination was suggested in given article.

So, as a result of suggested methods, to establish normal operating practice, three values necessary to us, Q''_f , H''_d , L , are determined.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ “SMART ФЛЮИДОВ” ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Б.А.Сулейманов*, Ф.С.Исмаилов**

(Институт «Нефтегазпроект» ГНКАР*, ГНКАР**)

Новый тип жидкостей, которые обычно называют “умными жидкостями” (“smart fluids”) становится все более доступным для нефтегазовой промышленности [1,2]. Эти нанофлюиды создаются путем добавления наночастиц к жидкости, чтобы усилить или улучшить некоторые из ее свойств, при низких объемных концентрациях дисперсионной среды. При этом основной особенностью нанофлюидов является то, что их свойства сильно зависят от размеров, составляющих их наночастиц [3]. Суспензии наноразмерных частиц обладают следующими преимуществами:

повышается стабильность против седиментации, так как поверхностные силы легко уравнивают силу тяжести;

тепловые, оптические, механические, электрические, реологические, и магнитные свойства, которые сильно зависят от размера и формы наночастиц, могут быть заданы во время производства, поэтому свойства нанофлюида часто превосходят свойства

обычных жидкостей [4,5].

Очевидно, что разработка нанофлюидов для нефтегазодобычи имеет большое практическое значение. В связи с этим в данной работе представлены экспериментальные исследования применения нанофлюидов для воздействия на пласт и призабойную зону.

В качестве объекта исследований использовался водный раствор анионного ПАВ с добавкой наночастиц среднего размера 150 нм легкого цветного металла.

В первой серии экспериментов определялись реологические свойства исследуемой наносуспензии.

Исследования проводились на ротационном вискозиметре “Rheotest – 2. 1” при

температуре 298°K.

Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для водных растворов анионного ПАВ без и с добавкой наночастиц показана на рис.1.

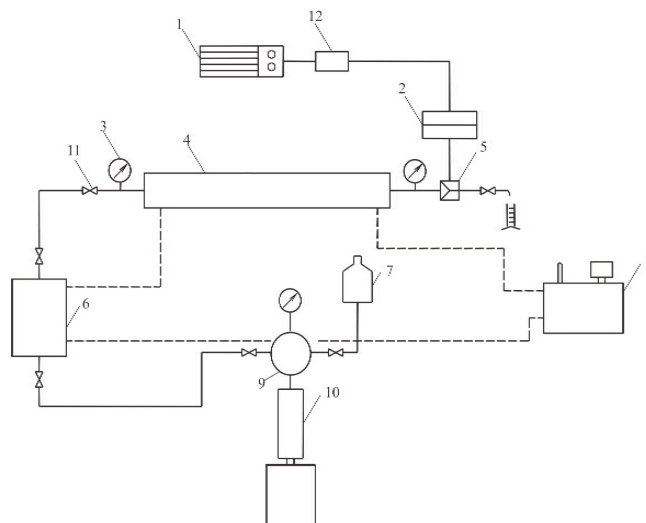


Рис.1 Схема экспериментальной установки

Как видно из рисунка, добавка наночастиц приводит к модификации характера течения от ньютоновского к неньютоновскому (псевдопластичному), т.е. полученный нанофлюид характеризуется сдвиговым разжижением. При этом минимальная ньютоновская вязкость водного раствора ПАВ с добавкой наночастиц в 2 раза выше, чем без добавки и составляет около 2 мПа.с.

Во второй серии экспериментов исследовались вытесняющие свойства исследуемого нанофлюида.

Эксперименты проводились на установке схема, которой приведена на рис.1. Установка включала следующие элементы: 1 - самописец; 2 – источник питания; 3 - образцовые манометры; 4 - колонка с пористой средой (модель пласта); 5 - тензодатчик давления «Сапфир»; 6 - бомба PVT; 7 - компенсатор; 8 - ультратермостат; 9 - распределительный манифольд и регулятор давления; 10 - дозаторный насос; 11 - запорные вентили; 12 –магазин сопротивлений.

Эксперименты проводились по следующему плану:

- колонка высокого давления заполнялась кварцевым песком необходимой фракции, установка обвязывалась согласно рис.1, определялась проницаемость по воздуху и при постоянном термостатировании производилось вакуумирование всей установки;

- модель пласта насыщалась трансформаторным маслом (которое служило моделью нефти) до полного насыщения с одновременным замером объема пор пласта;

- на входе и выходе колонки создавалось необходимое давление, и трансформаторное масло фильтровалось до установления постоянного расхода, после чего определялась проницаемость пористой среды по жидкости;

- бомба PVT в зависимости от цели опыта заполнялась вытесняющей жидкостью (водопроводной водой, водой с добавкой анионного ПАВ и наночастицами);

- трансформаторное масло вытеснялось рабочей жидкостью при постоянном перепаде давления, причем в процессе

вытеснения определялось количество вытесненного трансформаторного масла.

Эксперименты проводились в однородной пористой среде, с проницаемостью 1 мкм². Вытеснение проводилось при перепаде давления 0,1 МПа и температуре 298°K.

Результаты оформлялись в виде зависимости коэффициента вытеснения от относительного порового объема прокачки.

Полученные результаты показаны на рис.3, и в таблице 1 из которых видно, что добавки наночастиц в водный раствор анионного ПАВ позволяют существенно (на 36%) увеличить коэффициент вытеснения в безводный период по сравнению с водным раствором анионного ПАВ и почти на 51% по сравнению с водой. Конечный коэффициент вытеснения увеличивается, соответственно на 12,9 и 17,5%.

Для определения влияния обработки пористой среды разработанной наносуспензией на фильтрацию высоковязкой нефти была проведена третья серия экспериментов.

Эксперименты проводились на установке схема, которой приведена на рис.1. Использовалась нефть с вязкостью 20 мПа.с при температуре 298°K. Содержание в нефти тяжелых компонентов составляло, 17%. Пористая среда насыщалась пластовой водой, которая вытеснялась нефтью. При появлении чистой нефти у выхода модели объем остаточной воды составлял 28-30% от объема пор. Затем нефть вытеснялась нанофлюидом. Далее производилась фильтрация нефти через пористую среду. Для возможности сравнения результатов подобные же опыты проводились с использованием в качестве рабочего агента воды и водного раствора анионного ПАВ. Результаты исследований приведены в таблице 2. Как следует из таблицы 2 расход фильтруемой нефти после обработки нанофлюидом возрастает почти в 1,5 раза по сравнению с водным раствором анионного ПАВ и в 4,7 раз по сравнению с водой, несмотря на то что минимальная ньютоновская вязкость нанофлюида в 2 раза выше чем вязкость воды и водного раствора ПАВ. Очевидно, что снижение межфазного натяжения на границе

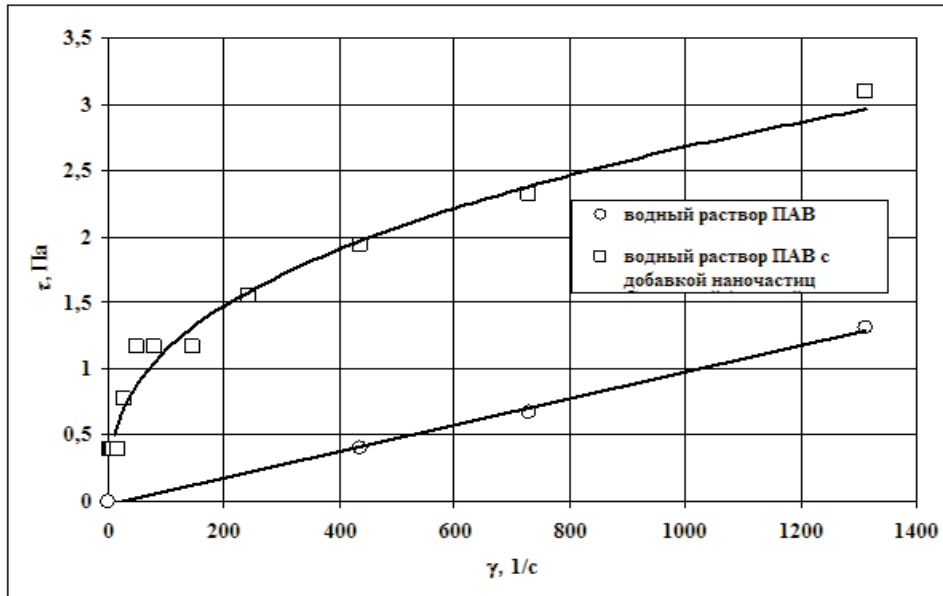


Рис.2 Реологическая кривая водного раствора анионного ПАВ без добавки и с добавкой наночастиц

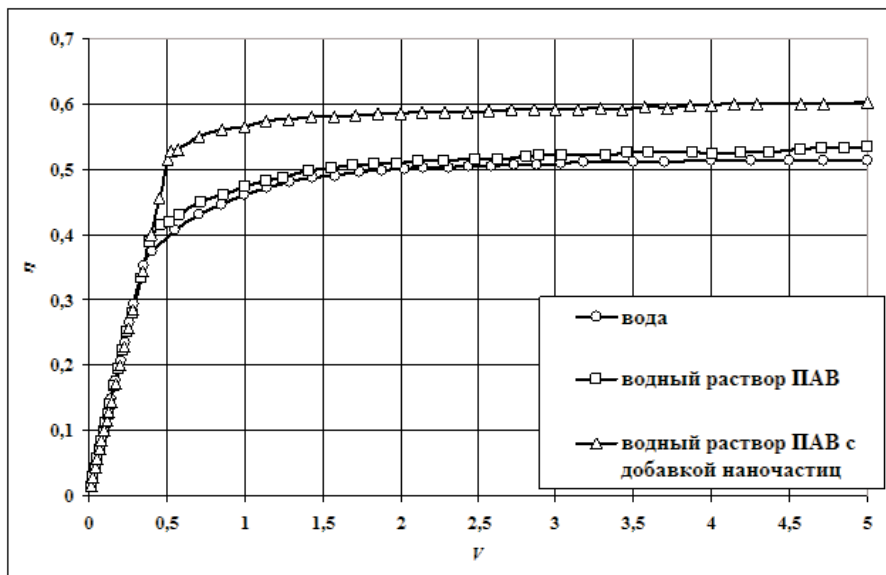


Рис.3 Зависимость коэффициента вытеснения от относительного порового объема прокачки в однородной пористой среде

наночлюид – нефть и улучшение смачиваемости пор приводит к ослаблению энергии связи нефти с поверхностью пористой среды, вследствие чего расход нефти увеличивается. Таким образом, проведенные эксперименты показали, что применение разработанной наносuspension позволяет значительно повысить эффективность вытеснения и фильтрации нефти.

Приведенные исследования являются первым этапом работ по применению наночлюидов для воздействия на пласт и призабойную зону. В дальнейшем планируется проведение экспериментов по детальному изучению физико-химических свойств, предложенного наночлюида, а также всестороннего изучения механизма наблюдаемых явлений.

Таблица 1

**Безводный и конечный коэффициенты вытеснения нефти
для различных вытесняющих агентов**

Вытесняющий агент	Безводный коэффициент вытеснения η , %	Конечный коэффициент вытеснения η_k , %
Вода	35	51,3
Водный раствор ПАВ	39	53,4
Водный раствор ПАВ с добавкой наночастиц	53	60,3

Таблица 2

Расход фильтруемой нефти для различных рабочих агентов

Рабочий агент	Расход фильтруемой нефти, см ³ /с
Вода	0,015
Водный раствор ПАВ	0,048
Водный раствор ПАВ с добавкой наночастиц	0,07

Литература

1. Zitha, P.L.J. Smart Fluids in the Oilfield// Exploration & Production: The Oil & Gas Review, 2005. P.66-68.
2. Amanullah, Md and Al-Tahini A.M. Nano-Technology – Its Significance in Smart

Fluid Development for Oil and Gas Field Application// SPE 126102-MS. 2009.

3. Романовский Б.В., Макшина Е.В. Нанокompозиты как функциональные материалы//Соросовский Образовательный Журнал. 2004. Том 8, №2.

4. Kostic, M.M. and Choi, S.U.S.

Critical Issues and Application Potentials in Nanofluids Research// Proceedings of MN2006 Multifunctional Nanocomposites. 2006, September 20-22, Honolulu, Hawaii.

5. Wasan, D.T. and Nikolov, A.D. Spreading of nanofluids on solids//Nature, 2003. P.156-159.

**Laya və quyudibi zonaya təsir üçün
“smart flüidlərin” tətbiqinin
eksperimental tədqiqi**

B.Ə.Süleymanov, F.S. İsmayılov

Xülasə

Məqalədə laya və quyudibi zonaya təsir etmək üçün istifadə olunan “smart flüidlərin” eksperimental tədqiqatının nəticələri verilmişdir. Tədqiqat obyektini kimi yüngül əlvan metalın nanohissəcikləri əlavə olunmuş anionlu səthi aktiv maddənin su məhlulundan istifadə olunmuşdur.

Eksperimentlər nəticəsində tədqiq olunan nanospenziyanın reoloji xassələri və nanoflüidinin sıxışdırma qabiliyyəti təyin olunmuşdur. Bundan əlavə, istifadə olunan nanospenziya ilə məsaməli mühitin işlənməsinin yüksək özlü neftin süzülməsinə təsiri də öyrənilmişdir.

Aparılmış tədqiqatlar nəticəsində məlum olmuşdur ki, işlənmiş nanospenziyanın tətbiqi nəticəsində neftin sıxışdırılması və süzülməsinin effektivliyini xeyli artırır.

**Experimental application studies
of “smart fluids” for impact on layer
and well bottom zone**

B.A. Suleymanov, F.S. Ismailov

Summary

In the Summary are given the results of “smart fluids” experimental studies used for impact on well bottom zone. As an objective for studies was used active surface acid ion water solution with nano fractions of light non-ferrous metal.

In the results of studies were determined the nanosuspension geological and nanofluids forcing out properties. Besides, used nanosuspension and porous space development influence on high viscosity oil filtering was studied.

In the result of implemented studies was determined that by the used nanosuspension application the effectiveness of oil displacement and filtering is increased.

İQTİSADİYYAT VƏ EKOLOGİYA

UOT658.52.338.45

NEFT-QAZ KOMPLEKSİNDƏ KEYFİYYƏT GÖSTƏRİCİLƏRİ**Q.Ə.Səfərov, K.S.Dadaşova***(ARDNŞ –nin ETİ)*

Neft-qaz kompleksi dedikdə istehsal-istismar sistemi başa düşülür ki, bu da özündə verilən yatağın lay məhsulunun çıxarılması (və onun üçün avadanlıq və qurğularla təchiz edilməsi), işlənməsi, nəqlini təmin edən, neft və qazı əmtəə vəziyyətinə gətirən, mədən axıntılarını texniki tələblərə qədər çatdıran qarşılıqlı əlaqədə olan texnoloji, energetik, nəqliyyat və başqa avadanlıq, qurğu və kommunikasiyaları birləşdirir.

Azərbaycan özünün müstəqilliyini yenidən qazanmışdır və bu işə bazar münasibətlərinə keçidlə əlaqədar bir sıra problemlərin həllini vacib edir. Bu problemlərdən biri də məhsulun keyfiyyəti və "rəqabətqabiliyyətliliyi"nin idarə edilməsidir. Ədəbiyyatın [1-3] təhlili göstərir ki, iqtisadi nəzəriyyə və təcrübədə keyfiyyət məfhumuna baxışlar müxtəlifdir. Ümumilikdə belə bir fikir formalaşmışdır ki, yüksək keyfiyyətin əldə edilməsi təsərrüfat fəaliyyətində çox mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Ancaq istehsal olunan məhsula keyfiyyət baxımından yanaşılır, bu məhsulun layihələndirilməsi və idarə olunması fəaliyyəti isə heç də həmişə qiymətləndirilmir. Belə yanaşmada zay məhsula və reklamasiyaya çox fikir verilir. Təbiidir ki, bütün müəssisələrdə, o cümlədən neftmaşınqayırma müəssisələrində buraxılan məhsulun keyfiyyətinə nəzarət sistemi vardır, zay məhsulun uçotu və təhlili aparılır, lakin çox vaxt ideyadan satışı qədər bütün istehsal prosesini əhatə edən keyfiyyətin idarə edilməsi sistemi mövcud deyildir.

Qeyd etmək lazımdır ki, İSO-9002 norması layihə qərarlarının, məhsulun və kommersiya müqavilələrinin mütləq qiymətləndirilməsini nəzərdə tutur. Keyfiyyətin idarə edilməsi səhvlərin qarşısının alınması, onların düzəldilməsi və nəzarətini əhatə edir.

Əgər müəssisə bazarda rəqabətqabiliyyətliliyə can atırsa, bu halda ancaq keyfiyyətə nəzarətin maliyyələşdirilməsi qəbul edilməlidir. Qeyd etmək yerinə düşərdi ki, neft-qaz kompleksi müəssisələrində keyfiyyətə ancaq tsiklin axırncı mərhələsində, yəni istehsal olunmuş hazır məhsulda tam nəzarəti təmin edirlər. Belə yanaşmada məhsulun keyfiyyətinin aşağı olması səbəblərinin aşkar edilib onların aradan qaldırılması mümkün olmur. Müəssisələr tərəfindən səhvlərin qarşısının alınması baxımından keyfiyyətin idarə edilməsi məsələsi həll olunmur ki, bu da öz əksini istehsal tsiklinin sonrakı mərhələlərində büruzə verir.

İnkişaf etmiş ölkələrdə keyfiyyətə yanaşma başqa səciyyə daşıyır, belə ki, xərclərin keyfiyyətlə əlaqədar bölgüsü çox fərqlənir. Yəni, nəzarətə və səhvlərin qarşısının alınmasına sərf olunan xərclərə mənfəət gətirən kapital qoyuluşu kimi, səhvlərin düzəldilməsinə çəkilən xərclərə isə itki kimi baxırlar. Təbiidir ki, bu halda müəssisə itkinin azaldılması və vəsaitlərin səhvlərin qarşısının alınmasına yönəltməyə cəhd edir. Bunun üçün keyfiyyətin idarə edilməsi üsullarından geniş istifadə olunur. Ən yaxşısının seçilməsi üçün müxtəlif variantların o, cümlədən keyfiyyətin qiymətləndirilməsinin tətbiqi zəruridir, çünki keyfiyyətin qiymətləndirilməsi keyfiyyətin idarə edilməsinin ayrılmaz hissəsidir. Məhsulun keyfiyyəti kompleks göstəricidir, onun səviyyəsinə müxtəlif amillər təsir edir. Onun qiymətləndirilməsi üçün spesifik üsuldan istifadə olunması vacibdir. Bu məqsədlə iqtisadi ədəbiyyatda amerika alimi T.Saatinin ierarxiyanın təhlil üsulundan (İTÜ) istifadə olunur. Bu üsulun məğzi ondan ibarətdir ki, problemin həlli üçün onu dekompozisiya yolu ilə ayırı-

ayrı kiçik tərkib hissələrinə ayırırlar. Bundan sonra ardıcıl işlənmə və cüt müqayisə yolu ilə qərar qəbul edən şəxslərin düşüncələrinə müvafiq həllər yerinə yetirilir. Matritsa ilə işin nəticəsi olaraq element və ierarxiya arasındakı qarşılıqlı nisbi əlaqə dərəcəsi hesablanır və alternativlər nöqtəyi nəzərindən ən yaxısı seçilir.

Məhsulun keyfiyyət göstəricisinin rolunun artması ilə onun kəmiyyət təyininin aşkar edilməsi məsələsi mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Bu problem həmişə mövcud olmuşdur və müəyyən qədər həllini tapmışdır. Bu həllər əsasən intuitiv səciyyə daşıyırdı və ya ekspert qiymətləndirilməsi ilə yerinə yetirilirdi. Odur ki, keyfiyyətin qiymətləndirilməsi üçün ümumiləşdirici və ya kompleks göstəricilərdən istifadə olunur. Bütün bunlar isə məhsulun xassələrinin sintezini əks etdirir. Qeyd etmək lazımdır ki, xassələrinin məcmuna görə kəmiyyət təyininin aşkar edilməsi, ayrı-ayrı xassənin kəmiyyət təyindən daha çox mürəkkəbdir. Bu məsələdə ən böyük çətinlik keyfiyyətin ayrı-ayrı xassəsi üzrə xüsusi göstəricilərin vahid kompleks göstəriciyə gətirilməsidir. Məhsulun keyfiyyətinin kəmiyyət ifadəsinin elmi əsaslandırılması üsulunun işlənməsi onun istehsalının texniki hazırlıq mərhələsində optimal qərarların qəbulunda əsas istiqamətlərdəndir. İqtisadi ədəbiyyatda belə bir problemin aktuallığı tədqiqatçıların diqqətini cəlb etmiş, bu sahədə xeyli işlər görülmüşdür.

Məlumdur ki, məhsulun keyfiyyəti tam olaraq onun istehlak dəyəri ilə təyin edilir. Odur ki, məhsulun keyfiyyətini təyin edərkən ancaq istehsal prosesində özünü göstərən və istehlak dəyəri ilə heç bir əlaqəsi olmayan istehsal - texnoloji göstəricilərdən kənarlaşmaq vacibdir.

Məhsulun keyfiyyətinin qiymətləndirilməsi zamanı həmişə birinci səviyyənin amillərini - bu keyfiyyətə təsir edən və birinci səviyyənin amillərinə təsir edən amillərdən fərqləndirirlər.

Beləliklə, məhsulun keyfiyyəti mürəkkəb ierarxiya formasında təsvir edilir və bura kəmiyyət (qiymət, ölçü, çəki və.s) və keyfiyyət (sınaq, münasiblik, dizayn və.s) tərkibli amillər daxil edilə bilər.

Bazar münasibətlərinə keçidlə əlaqə-

dar olaraq Azərbaycan Respublikasında ictimai istehsalın inkişafının nəinki intensivləşdirmə yollarına, həmçinin məhsul, iş və xidmətlərin keyfiyyətinin yaxşılaşdırılması mümkünlüyü yollarına da çox mühüm diqqət yetirilir.

Yuxarıda qeyd olunduğu kimi, məhsulun keyfiyyəti onun məcmu xassələrini səciyyələndirir ki, bunlar da məhsulun təyinatına müvafiq olaraq bu və ya digər istehlakın təmin edilməsi qabiliyyəti ilə şərtlənir. Məhsulun keyfiyyəti – onun yaradılması, istismarı və ya istifadəsi zamanı meydana çıxan xüsusiyyətlərdir. Məhsulun keyfiyyəti onun istehlak dəyəri ilə sıx əlaqədardır. İstehlak dəyəri ancaq müəyyən keyfiyyət səviyyəsinə müvafiq olaraq mövcud ola bilər ki, bu zaman bu və ya digər tələbat ödənilmiş olsun, məhz məhsulun “faydalılığı” onu istehlak dəyərli edir.

Qeyd etmək lazımdır ki, məhsulun keyfiyyəti istehsalçı heyətin fəaliyyətinin ümumiləşdirici səciyyəsidir. Bu iş kollektivinin müəyyən tələblərə müvafiq hər hansı tapşırığı yerinə yetirə bilməsi qabliyyətidir. İşin keyfiyyətində istehsalın təşkili, əmək intizamı, iş ritmi, texnikanın inkişaf səviyyəsi və s. öz əksini tapır. Məhsulun keyfiyyət göstəricisi – müəyyən şəraitdə onun yaradılması, istismarı və ya istifadəsi zamanı məhsulun bir və ya bir neçə xassənin kəmiyyət qiymətləndirilməsidir.

Keyfiyyət göstəriciləri – tək, kompleks və ümumiləşdirici (inteqral) olurlar. Tək göstərici məhsulun bir xassəsini (məsələn; kütlə, həcm, sıxlıq, yanacağı istilik vermə qabliyyəti, benzinin oktan ədədi, neftdə nəmliyin miqdarı və s.) səciyyələndirir. Keyfiyyətin kompleks göstəricisi məhsulun bir neçə xassəsini (məsələn; məhsulun növü, markası və s.) səciyyələndirir. Məhsulun keyfiyyətinin ümumiləşdirici (inteqral) göstəricisi istehsalat birliyi və ya sənaye sahəsində müəssisədə hazırlanmış məhsulun elə xassələr məcmusunu nəzərdə tutur ki, onların köməyi ilə məhsulun keyfiyyətini qiymətləndirmək mümkün olsun. Belə göstəricilərə məhsulun reallaşdırılması həcmində əla keyfiyyətli məhsulun həcmi və onun sıxlığı, yüksək keyfiyyətli məhsuldan istifadənin iqtisadi səmərəsi və s. aid etmək olar.

Məhsulun keyfiyyətinin qiymətləndirilməsinə bu xassələri səciyyələndirən göstəricilərin nomenklatur və siyahısının əsaslandırılmasından başlamaq lazımdır. Bu göstəricilər məhsulun keyfiyyətinin mütləq və nisbi səviyyəsini müəyyən etməyə imkan verir. Məhsulun keyfiyyətinin mütləq səviyyəsi onun səviyyəsinin müəyyən anını səciyyələndirən göstəricilər əsasında təyin edilir. Məhsulun keyfiyyətinin nisbi səviyyəsi onun təkmilləşmə dərəcəsini müəyyən etməyə imkan verir. Bu zaman müqayisə üçün seçilmiş göstəricilər baza göstəriciləri adlanır: Baza göstəricisi rolunu xaricdə və ölkədə istehsal olunan ən yaxşı məhsul nümunələri oynaya bilər ki, bu məhsulların da keyfiyyət göstəricilərinin gələcək inkişaf tendensiyası məlum olmalıdır və ya o keyfiyyət göstəriciləri müvafiq normativ sənədlərdə əks olunmalıdır.

Məhsulun keyfiyyət göstəricilərinin nomenklaturunun obyektiv seçilməsi üçün onların elmi əsaslandırılmış təsnifatı olmalıdır. Bu məqsədlə xalq təsərrüfatında istehsal edilən məhsulların hamısı aşağıdakı kimi qruplaşdırılmış və hər bir qrupda qiymətləndirmədə spesifik xüsusiyyətləri ilə seçilən göstəricilərdən istifadə edilir: 1) xammal və təbii yanacaq; 2) sərflənən materiallar və məhsullar; 3) sərflənən məmulatlar; 4) təmir olunmayan məmulatlar; 5) təmir olunan məmulatlar; 6) stasionar tikililər.

Qeyd etmək lazımdır ki, məhsulun keyfiyyətini qiymətləndirmək üçün ən mürəkkəb və geniş göstəricilər nomenklaturası 5-ci bəndlə əlaqədardır. Bunlara maşınlar, dəzgahlar, qazıma qurğuları, seysmik stansiyalar, cihazlar, aparat və digər qeyri stasionar texniki qurğular aiddir. Bu nomenklaturada aşağıdakı göstəricilər qrupu fərqləndirilir:

1. Təyinat göstəriciləri - bunlar təyinatına müvafiq verilən məhsulun texniki təkmilləşməsini səciyyələndirir. Məsələn, dəzgahların məhsuldarlığı, mühərrikin gücü, qazıma qurğusunun məhsuldarlığı, avtomaşınların qaldırma qabiliyyəti və s.

2. Texnoloji göstəricilər – bunlar verilən məhsulun hazırlanması zamanı səmərəli konstruktor və texnoloji qərarları və istehsal

şəraitini səciyyələndirir. Bura aiddir: materiallardan rəşional istifadə əmsalı; məhsulun hazırlanmasında əmək, material və enerji tutumluluğu və s.

3. Saxlanılma göstəriciləri – bu məhsulun öz istismar parametrlərini onların nəqli, anbar və ya digər saxlanma hallarında saxlaya bilməsi xassəsini səciyyələndirir. Məsələn, saxlanmanın orta müddəti.

4. Təmirəyararlılıq göstəriciləri – bunlar maşınların işində əngəllərin üzə çıxarılması, aradan qaldırılması, texniki qulluq və təmirlərin yerinə yetirilməsinin minimal vəsait, vaxt və əmək sərfləri ilə başa çatdırılması ilə səciyyələnir. Məsələn, verilən vaxtda maşınların bərpası ehtimalı, texniki qulluğun orta dəyəri və s.

5. İmtinasızlıq göstəriciləri – məmulatın müəyyən vaxt ərzində lazım olmayan fasilələrsiz iş qabiliyyətinin saxlanması xassəsi ilə səciyyələnir. Bu qrupa aşağıdakı göstəricilər aid edilir: dayanmaların intensivliyi, birinci dayanmaya qədər məmulatın işinin davamiyyəti və s.

6. Uzunömürlülük göstəriciləri – məmulata müəyyən texniki qulluq və təmir üçün vacib fasilələri nəzərə almaqla onun sərhəd həddinə qədər iş qabiliyyətini saxlamaq xassəsini səciyyələndirir. Bura aiddir: bu məmulatın sonrakı istismarının məqsədə uyğun olmaması ilə çıxarılan qərar.

7. Erqonomik göstəricilər “insan – məmulat – mühit” sistemini səciyyələndirir.

8. Standartlaşdırma və unifikasiya göstəriciləri məmulatın standartlaşdırılmış və unifikasiya edilmiş hissələrlə zəngin olmasını səciyyələndirir.

9. Patent – hüquq göstəriciləri ölkə daxili və xaricdə məmulatın patent müdafiəsini səciyyələndirir. Bu həmçinin məmulatın “patent təmizliyini” səciyyələndirir ki, bu da onun xaricdə çox asanlıqla realizə olunmasını səciyyələndirir.

10. Estetik göstəricilər məmulatın xarici görünüşünün insana təsirini səciyyələndirir.

11. Nəql mümkünlüyü göstəriciləri məmulatın müəyyən növ nəqliyyatla nəqlini səciyyələndirir.

Qeyd edək ki, xammal və təbii yanacaq

ğın (neft və qaz daxil olmaqla) keyfiyyət göstəricilərinin nomenklaturunda aşağıdakı göstəricilər qrupu əsas sayılır: təyinat, texnoloji, saxlanılmaq və nəql etmək.

Məhsulun keyfiyyətinin yaxşılaşdırılması ictimai istehsalın tələblərini əlavə güclərin işə salınmaması ilə ödəməyə imkan verməklə, həmçinin istehsal təsərrüfat fəaliyyətinin texniki – iqtisadi göstəricilərinin yaxşılaşdırılmasına imkan yaradır.

Onu da qeyd etməliyik ki, məhsulun keyfiyyətini sonsuz yaxşılaşdırmaq mümkün deyildir. Bunun texniki və iqtisadi həddi mövcuddur.

Texniki hədd əsasən ilk materialların xassələrindən asılıdır (məsələn, metalın möhkəmlik həddi): İqtisadi hədd isə məhsulun keyfiyyətinin yüksəldilməsinin iqtisadi məqsəduyğunluğundan asılıdır. Məhsulun keyfiyyəti o həddə qədər artırılmalıdır ki, o ictimai istehsalın tələblərini tam ödəsin və həmçinin bu zaman material və əmək resurslarından səmərəli istifadə olunsun.

Texnoloji və iqtisadi sistemlərdə məhsulun keyfiyyətinin qiymətləndirilməsi məsələsinin həllində səbəb-nəticə diaqramından, bundan da ən vacib və ikinci dərəcəli amillərin təyində mühüm alət kimi istifadə olunur.

Bazar münasibətləri şəraitində məhsulun vacib xüsusiyyətlərindən biri onun rəqabətqabiliyyətliliyidir. Bəzi mənbələrə görə məhsulun rəqabətqabiliyyətliliyi, baxılan dövrdə onun verilən bazarın tələbatına müvafiq olması qabiliyyətidir. Məlumdur ki, "rəqabətqabiliyyəti" termini bir qayda olaraq məhsula (əmtəyə) aid edilir. Məfhumun belə qoyuluşunu birtərəfli qəbul etmək lazımdır və bu istehsalçının rəqabət vəziyyətini tam əks etdirmir. Məhsulun rəqabətqabiliyyətliliyi, onun həmçinin dempinq qiyməti ilə reallaşdırılması hesabına da əldə edilə bilər, bu da onun istehsalına çəkilən xərcləri nəzərə almır. Bütün bunlar isə məhsul istehsalında rəqabətqabiliyyətinin qiymətləndirilməsinin məqsəduyğunluğunu göstərir ki, bu da kəmiyyət göstəricisi olmaqla məhsulun qiymətinin yuxarı həddinin onun aşağı həddinə nisbəti kimi istifadə olunmasını mümkün edir. Bu isə

istehsalçının iqtisadi maraqları ilə təyin edilir.

İqtisadi, normativ-texniki və metodiki ədəbiyyatın təhlili göstərir ki, "rəqabətqabiliyyətlilik" məfhumuna statik halında baxırlar ki, bu da rəqabətqabiliyyətliliyin idarə edilməsi prosesinin başa düşülməsini çətinləşdirir. Odur ki, fikrimizcə, rəqabətqabiliyyətlilik kompleks, çox aspektli xüsusiyyətdir ki, bu da konkret bazarın keyfiyyət tələbinə müvafiq məhsulun istehsal dövrü ərzində məhsulun qabiliyyətini əks etdirir, istehlakçının zövqünə uyğun keyfiyyət və qiymət nisbətində adaptasiya edir və reallaşdırılmasında istehsalçının xeyrini təmin edir.

Qeyd etmək lazımdır ki, neft-qaz kompleksində istehsal edilən məhsulun keyfiyyətinə ümumi qiymət verərkən razılaşmaq lazımdır ki, onun xarici analoqlarından resurs istehlakına, dizaynına, qeyri məqbul qulluq və s. göstəricilərinə görə geri qalması müşahidə olunur. Bunun nəticəsində vahid son məhsula cəmiyyət inkişaf etmiş ölkələrə nisbətən daha çox resurs sərf edir. Bu məhsulların dar çərçivədə istismar xarakteristikaları istehsal və istehlak sferalarında onların fiziki həcmlərinin artmasını şərtləndirir.

Perspektivdə iqtisadiyyatın hansı yolla inkişafından asılı olmayaraq keyfiyyət və rəqabətqabiliyyətlilik keçmiş ittifaq dövründə baş vermiş proseslərin inersiyası ilə təyin olunur. Neft-qaz kompleksində istehsalın texniki səviyyəsinin yüksəldilməsi probleminin həlli sahədə elmi-texniki tərəqqinin stimullaşdırılması, investisiyanın cəlb edilməsi və amortizasiya siyasətinin təkmilləşdirilməsi ilə əlaqədardır. Amortizasiya siyasətinin təkmilləşdirilməsi sahədə əsas kapitalın yenilənməsi və keyfiyyətli məhsul istehsalına şərait yarada bilər.

Keçmiş ittifaq dövründə mövcud olan standartlarla keyfiyyəti idarə edən İSO-9000 standartı arasında, ideologiya və prinsip baxımından xeyli oxşarlıq mövcuddur. Odur ki, həmin vaxtlar ittifaqda buraxılan məhsulun keyfiyyətinin aşağı olması heç də o zaman fəaliyyətdə olan keyfiyyət sisteminin qeyri təkmil olması ilə əlaqədar olmamışdır. Müəssisədə məhsulun keyfiyyətinin idarə edilməsinin təbiiq inzibati üsullarla aparılmış,

onun vacibliyi ikinci plana keçmiş və odur ki, bu formal olaraq həyata keçirilmişdir.

Bazar münasibətlərinə keçid dövründə neft-qaz kompleksində keyfiyyətin səmərəli sisteminin yaradılması üçün obyektiv daxili və xarici ilk şərtlər yaradılmışdır. Müqavilələrin başlanması ilə əlaqədar beynəlxalq təcrübə göstərir ki, xarici tərəfdaşlar istehsalçı müəssisələr üçün ilk şərt kimi məhsulun keyfiyyətinin idarə edilməsində İSO-nun tələblərinə əməl edilməsini qoyurlar. Odur ki, bu standartlara əsasən keyfiyyətin sistemli idarə edilməsinə keçid müəssisənin beynəlxalq bazara çıxmasının mühüm şərtidir.

Ədəbiyyat

1. Мамедов Э.А . Выбор и определение нормируемых показателей надежности нефтепромыслового оборудования профиля АЗИНМАШа.

2. Международный стандарт ИСО – 9000. Общее руководство качеством и стандарты их обеспечению качеством. М. Изд. Стандартов, 1987. – 112 с.

3. Əmirov Ə. M. Məmmədov E. A. Neft – mədən avadanlıqlarının keyfiyyətinin təmin olunması: Bakı, Elm, 1997. - 214 s.

Показатели качества в нефтегазовом комплексе

Г.А. Сафаров, К.С. Дадашова

Резюме

В связи с переходом на рыночные отношения в Азербайджанской Республике уделяется особое внимание исследованиям путей ускорения развития общественного производства, а также возможностей улучшения качества продукции, работы и предоставляемых услуг.

Улучшение качества продукции, достигаемое путем привлечения дополни-

тельных сил позволяет удовлетворить требования общественного производства, а также дает возможность улучшить технические и экономические показатели производства и хозяйственной деятельности.

В условиях рыночных отношений важным показателем продукции является ее конкурентоспособность. По нашему мнению, конкурентоспособность – это комплексное свойство с множеством аспектов. Она отражает умение продукции в период ее производства соответствовать требованиям к качеству конкретного рынка, умение адаптации к приемлемому для конечного потребителя соотношению качества и цены, а также умение, при ее реализации, приносить желаемую выгоду самому производителю.

Решение проблемы общего повышения цен произведенной продукции в нефтегазовом комплексе связано со стимуляцией научно-технического прогресса, с привлечением инвестиций и усовершенствованием политики амортизаций в этой области. Усовершенствование политики амортизаций может создать условия для обновления капитала в этой области и производства качественной продукции.

Quality indices in oil and gas complex

G.A.Safarov, K.S.Dadasheva

Summary

In connection with transition to market relations in Azerbaijan Republic special attention is given to study of social production development acceleration ways, as well to possibilities of production, work and provided services quality improvement.

Production quality, improvement reached by means of attraction of additional forces allows satisfying social production requirements and, as well, improvement of technical and economical indices of production and economic activity.

Under market relations conditions production significant factor is its competitiveness.

In our opinion, competitiveness is a complex property having many aspects. It reflects product ability to satisfy the requirements of concrete market quality during its production, to adapt to acceptable for final consumer quality and price and, as well ability to desired benefit to producer himself at its realization.

Manufactured production general price

increase problem solution in oil and gas complex is connected with stimulation of scientific and technological progress, attraction of investments and improvement of amortization policy in this field.

Amortization policy improvement can make conditions for capital renewing in this field and qualitative production manufacturing.

UOT 347.77.012

İNSTITUTUN ELMİ-TƏDQIQAT İŞLƏRİNİN TƏTBİQİ VƏ İXTİRAÇILIQ FƏALİYYƏTİ HAQQINDA**R.S.Əliyev, K.İ.Allahverdiyev, E.C.İsmayılova***(ARDNŞ-nin ETİ)*

80 il fəaliyyət göstərən institut ölkə iqtisadiyyatında aparıcı rol oynayan neft sənayesində qarşıya çıxan problemlərin həllində gördüyü elmi-tədqiqat işlərinin nəticələrinin tətbiqi sayəsində neft hasilatının artırılması və iqtisadi səmərəliliyin yüksəldilməsində böyük xidmətlər göstərmişdir.

Bundan əlavə, institutda yerinə yetirilən elmi tədqiqat və konstruktor işlərinin yüksək səviyyədə işlənilərək ixtira qabiliyyətliliyini və patent təmizliyini təmin edən işlər aparılır. Bu məqsədlə institutda yaradılmış əqli mülkiyyət obyektlərinin təyin olunaraq hüquqi müdafiəsini və müəllif hüquqlarını təmin etməklə institutun patent-lisenziya siyasəti işlənib həyata keçirilir.

İnstitutun gördüyü fundamental işlərin tətbiqi əsasən üç istiqamətdə aparılır: işlənmə, hasilat və qazıma sahələrində. Bu işlərin əsasən «Azneft» İB-nin və «Kompleks Qazıma İşləri» Trestinin idarələrində tətbiqi nəticəsində əlavə neft hasil olunmuş və yüksək səmərə alınmışdır. «Neft Daşları» NQÇİ-də kiçik lay təzyiqli qazlift quyularını səmərəli istismar etmək üçün qurğu, «Abşeronneft» NQÇİ-də hidravlik və mexaniki təsirli qum təmizləyici qurğu, «28 May» NQÇİ-də fontan və qazlift quyularının hasilatının ölçülmə müddəti və tezliyinin təyini, «Balaxanəft» NQÇİ-də qələvi tullantı məhlullarından araqatı yaratmaqla layın neft veriminin artırılması üsulu, «Balaxanəft», «H.Z.Tağıyev» ad., «Bibiheybət» və «Siyəzənneft» NQÇİ-lərdə KƏB markalı korroziya əleyhinə bakteriosid tipli inhibitor, «Balaxanəft» NQÇİ-də lay təzyiqli az olan quyularda qum tıxacını təmizləmək üçün qurğu tətbiq olunub. Həmçinin «N.Nərimanov» ad.NQÇİ-də ETOKSAT-1 ağır karbohidrogen çöküntülərinə qarşı inhibitor, «Polad-50» parafin çök-

məyə qarşı inhibitor, «Balaxanəft» NQÇİ-də dərinlik nasos quyularında boruarxası qazlift borularına daxil etmək üçün tənzimlənen KQ-73 tipli klapan qurğusu, ştanqlı dərinlik nasos qurğusunun məhsuldarlığının yeni «səlis dəyişdirilməsi», «Bibiheybətneft» NQÇİ-də şəkər istehsalının tullantısından istifadə etməklə laylara bioloji təsir texnologiyası, «Qum adası» NQÇİ-də kompressor stansiyasının soyuducu sistemində korroziyaya və duzçökməsinə qarşı KDİ-K markalı inhibitor, «Abşeron» Qİİ-də maili istiqamətli quyuların rotor üsulu ilə qazılması texnologiyası, «Abşeron» QİL və «Qobustan» KQİL-də istismar quyularının qazılmasında yeni texnologiya, Abşeron-2T durulaşdırıcı reagenti tətbiq olunmuşdur.

Tətbiq planlarından başqa, institutun bir çox elmi tədqiqat işlərinin nəticələri istehsalatda tətbiq olunmuş və yüksək iqtisadi səmərə əldə edilmişdir.

1967-ci ildən başlayaraq Azərbaycan neft yataqlarında ARDNŞ-nin "Elmi tədqiqatlar" İnstitutunda hazırlanmış yeni fiziki-kimyəvi və istilik üsulları (İM) tətbiq olunur.

Fiziki-kimyəvi üsullardan: səthi-aktiv maddə məhlulları (SAM), karbohidrogen əsaslı mikroköpük sistemi (MKS), neftin istilik daşıyıcı və su ilə sıxışdırılma səddinin düzləndirilməsi NSSD, maye-fazalı oksidləşdirici-xrom anhidridi – MFO, polimer-qələvi məhlulu PQM - BSR (QD), su-hava qarışığı - SHQ - BSR, kompozit sistemlər KS - əhəng daşı tozu HCl, qələvi məhlulu QM, termo-kimyəvi TK, polimer-hel (Temposkrin) PH, qələvi tullantısı QT, layın əhatə əmsalının artırılması LƏƏA, qələvi tullantısından araqatı yaradılması QTA üsulları tətbiq edilmişdir (cədvəl 1).

İstilik yeni üsulları 1969-cu ildən başlayaraq tətbiq edilmişdir. Bunlardan: buxar vurma ardınca sulaşdırma BV, laydaxili yanma ardınca sulaşdırma LDY üsullarını qeyd etmək olar (cədvəl 2).

Aparılmış təhlilə əsasən müəyyən edilmişdir ki, yeni metodlardan istifadə sahəsində çox fəal iş 1981-1990-cı illərdə aparılmışdır - 40 il müddətində metodlar hesabına texnoloji səmərənin 63,3 faizi (1937,7 min tonu) göstərilən onillikdə əldə edilmişdir. Bu fakt həmin dövrdə İttifaqın və Respublikanın direktiv orqanlarının yeni metodların tətbiqinə xüsusi fikir verməsi ilə izah olunur. Belə ki, «Azneft» İstehsalat Birliyində xüsusi şöbə, ETİ-də (keçmiş

AzNQSDETLİ) isə 4 laboratoriyadan ibarət şöbə yaradılaraq yeni texnoloji proseslərin genişmiqyaslı tətbiqi üçün bütün infrastrukturular yaradılmış; yataqlar müasir xüsusi texnoloji qurğulardan istifadə etməklə - blok kompressor və buxar generator stansiyaları və s. avadanlıqlarla təchiz olunmuşdur. Nəticədə 1967 - 1980-ci illər ərzində yeni metodlar hesabına cari hasilat 71,7 min tona çatdırıldığı halda 1981-1990-cı illərdə parametrlər 193,3 min tonadək yüksəlmişdir.

FKM - üzrə toplanmış texnoloji və iqtisadi səmərəlilik müvafiq olaraq 46,5% və 16,7%, İM üzrə 48,0% və 53,2% təşkil edir. Göründüyü kimi İM üzrə maksimal nəticə alınmışdır.

Cədvəl 1

Göstəricilər	1990		2007	
	toplanmış	cari ildə	toplanmış	cari ildə
FKM metodu tətbiq olunmuş ilkin balans neft ehtiyatlarının quru yataqları üzrə ehtiyatlarda payı, %	3,7	1,4	4,4	0,1
FKM metodu hesabına neft hasilatı, min ton	1037,9	95,3	1424,5	2,1
FKM metodu hesabına hasilatın sahələrdən hasilatda payı, %		29,4		35,0
FKM metodu hesabına iqtisadi səmərə, min manat	7,4	0,6	8081,0	262,0

Cədvəl 2

Göstəricilər	1990		2007	
	toplanmış	cari ildə	toplanmış	cari ildə
İM metodu tətbiq olunmuş ilkin balans neft ehtiyatlarının quru yataqları üzrə ehtiyatlarda payı, %	0,8	0,4	1,3	0,3
İM metodu hesabına neft hasilatı, min ton	869,4	95,0	1470,7	5,9
İM metodu hesabına hasilatın sahələrdən hasilatda payı, %		70,1		96,7
İM metodu hesabına iqtisadi səmərə, min manat	5,3	1,0	25728	552,0

Texnoloji səmərəliliyin 95,8%-i 5 metodun (SAM - 21,7, MKS -20,6, BV - 21,2, LDY - 26,8 və MBM - 5,5%) payına düşür. Birinci 4 texnologiya təcrübə - sənaye mərhələsində uzun müddətdə tətbiq olunmuş təcrübə-sənaye mərhələsində istifadə olunmuşdur; buradan işlərin nisbətən geniş miqyasda aparılmasının vacibliyi aydın görünür.

Bu üsulların tətbiqinin nəticələri cədvəl 3-də verilmişdir.

2002-2008-ci illərdə yeni texnika və texnologiyanın tətbiqinin nəticələri şəkil 1-və 2-də verilmişdir.

Bütün bunlardan belə nəticəyə gəlmək olar ki, bu üsulların geniş tətbiqi neft hasilatının stabilləşdirilməsinə və artırılmasına müsbət təsirini göstərmişdir.

İnstitut bölmələrindən neft yataqlarının işlənməsi, quyuların qazılması, neft və qazın hasilatı sahələrinin elmi-tədqiqat işlərinin bir çoxu müasir dünya standartlarına cavab verən prinsiplial yeniliklər səviyyəsində yerinə yetirilir və ixtira səviyyəsi təsdiq olu-

nan hər bir yenilik sənədləşdirilərək dövlət tərəfindən milli patentlə mühafizə olunur.

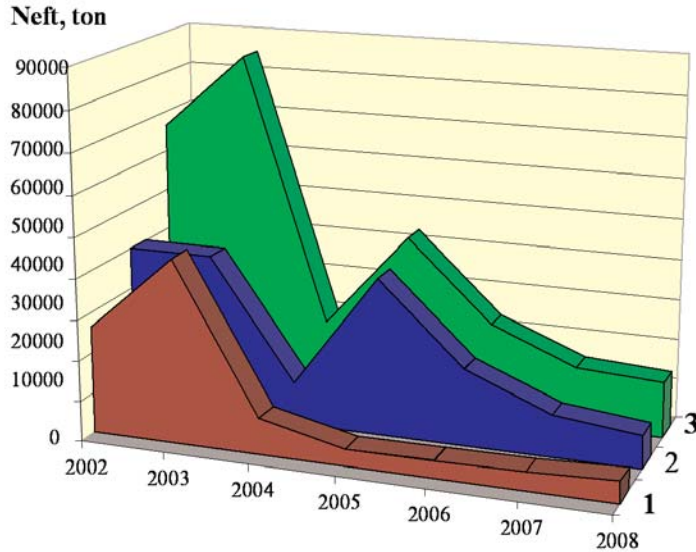
Neft yataqlarının işlənməsi bölməsinin elmi araşdırmaları digər sahələrdə olduğu kimi, neft hasilatının artırılması və maya dəyərinin aşağı salınmasına yönəldilib. Bu sahədə ixtira səviyyəsində yerinə yetirilib milli patentlə mühafizə olunan, NQÇİ müəssisələrində geniş tətbiq olunaraq, yüksək səviyyədə müsbət nəticə göstərən işlərdən layın quyudibi sahəsinə bioloji təsir etməklə işlənməsi üsullarını göstərmək olar. Bu üsullarda istifadə olunan bioloji aktiv mühit başqa mənfi əlamətlər nümayiş etdirmədən çox sadə texnologiya vasitəsilə süxurların keçiricilik qabiliyyətini artırır, bilavasitə quyu dibində miselyar məhlul və turşu əsaslı özlü-elastik mikroemulsiya komponentləri yaratmaqla daha çox üstünlük qazanır.

Quyu məhsuldarlığının artırılmasında quyudibi sahənin mikrobioloji aktiv mühit əsasında yaradılmış kompozisiya ilə işlənməsi üsulu da müsbət nəticələr verir.

Laydan quyuya neft axımının intensiv

Cədvəl 3

		Balaxanı-Sabunçu-Ramana	Küroydağ	Suraxanı	Qırmaku	Bineqedi	Fatmayı	Sulu-Təpə	Lökbatan-Putta-Quşxana	Umbaku	Bibiheybət	Mişovdağ	Kürsəngi	Buzovna-Maştağa	Qala	Cəmi
FKM	SAM	473	6,0									76,2	108			663,0
	MKS			590			22,7	13,5			3,3					629,5
	NSSD	52				11										63,0
	MFO													10		10
	PQM	18,1														18,1
	SHQ	7,9				8,6					1,6					18,1
	KS					6,6										6,6
	QM		2,4													2,4
	TK	5,1														5,1
	PH		0,3									0,8				1,1
	QT	1,6														1,6
	ƏƏA	3,6														3,6
	QTA	2,0														2,0
İM	BV	156			364	117			9,8							1470,8
	LDY	667		103						52,4					0,8	823,2



Şəkil 1. 2002-2008-ci illərdə yeni texnika və texnologiyanın tətbiqinin nəticələri
1 - əlavə neft hasilatı, 2 – əlavə tətbiq olunan işlər, 3- cəmi

artırılması sahəsində institut işləmələrindən ixtira səviyyəsində yerinə yetirilib səmərəli olan üsullardan quyudibi sahənin turşu ilə selektiv işlənməsidir. Burada aparılan əməliyyat nəticəsində yüksək keçiricili kanallar bağlanır, zəif kanallar isə açılır.

Quyu dibində laya təsir sahəsinin daha da genişləndirilməsinin təmini üçün neft quyularının köpüklü turşu ilə işlənməsi üsulu təklif olunmuşdur. Burada köpüklü turşu süxur səthini asfalt-qətranlı maddələrdən təmizləyir, turşunun sonrakı fəaliyyəti nəticəsində köpüklü maddə reaksiya məhsulunun quyudan çıxarılmasını təmin edir, bundan əlavə, quyu dibində yaranan güclü istilik asfalt-qətranlı maddələrin özlülüyünü azaldır. Bu işlərin bir üstünlüyü də ondadır ki, istifadə olunan əksər reagentlər məişət tullantıları olduğundan, çox ucuz başa gəlir, baha reagentlərin alınmasına ehtiyac qalmır.

Qazıma sahəsi üzrə neft quyularının qazılmasında qazıma məhluluna soyuducu agentin əlavə edilməsi temperaturun sabit saxlanmasını, onun struktur-mexaniki xassələrinin tənzimlənməsini, qazıma vaxtı yarana bilən hidravlik müqavimətlərin minimuma endirilməsini təmin edən yeni üsul işlənmişdir.

Qazıma prosesində quyu dibinin qazılmış süxur hissəciklərindən impulsu maye

təzyiqi altında təmizlənməsini, qazıma sürətinin artırılmasını təmin edən yeni təzyiq pulsatorunun və maili quyuların qazılması, eləcə də ikinci lülənin açılmasında tələb olunan yanavericinin mükəmməl konstruksiyası işlənilib hazırlanıb.

Quyu qazılmasında əsas maneələrdən biri qaz təzahürü olduğundan, onun yerinin qabaqcadan təyin olunması vacib məsələlərdən biridir, əks təqdirdə yuyucu məhlulun dövriyyəsinin dayandırılması zərurəti yaranar ki, bu da qazıma zamanı qazıma alətinin tutulması, qaz təzahürlü quyularda qaz partlayışı ehtimalının yaranması ilə nəticələnə bilər. Deyilənlərin qarşısının alınması üçün ixtira səviyyəsində quyu qurğusu işlənmişdir.

Üfüqi quyuların qazılması prosesində kəmərlə quyu divarı arasında sürtünməni azaltmağa və kəmərin layihə dərinliyinə maneəsiz çatdırılmasına imkan yaradan üsul və bu üsulu yerinə yetirmək üçün qurğu konstruksiyası təklif olunub.

Hasilat sahəsində qazlift və kompressor üsulu ilə istismarda süzğəcətrafi zonada əmələ gələn qum tıxacının quyu avadanlığını qaldırmadan təmizlənməsi üçün yeni erliftin konstruksiyası işlənilib. Burada quyu avadanlığında daxili kiçik yerdəişmə aparmaq və xüsusi qurğudan istifadə etməklə quyu ava-

danlığını qaldırmadan yuma işi aparılır. Qurğunun üstünlükləri konstruksiyanın sadəliyi və asan hazırlanması, işdə etibarlı olması və əməliyyatın asan yerinə yetirilməsi və nəticədə əlavə neft əldə edilməsindədir.

Quyuların qazlift üsulu ilə daha səmərəli işləməsi üçün faydalı iş əmsalının artmasını, işçi agentə qənaət olunmasını təmin edən yeni qazlift istismar üsulu təklif olunmuşdur. Müvafiq sənədlə mühafizə olunan bu üsulda avadanlıq qorunur, təmirarası iş müddəti uzanır.

Qazlift üsulu ilə liftin işinin səmərəliliyini artırmaq məqsədilə borularda qazla birlikdə hərəkət edən maye axınına rəqsi hərəkət vermək üçün quyu dalğa generatorunun konstruksiyası layihələndirilmiş və ona patent alınmışdır.

Qurudakı neft mədənlərində quyular əsas etibarilə dərinlik nasos qurğusu vasitəsilə istismar olunur. Qurğuda əsas element olan dərinlik nasosunun günün tələbinə cavab verən konstruksiyasının hazırlanmasında son vaxtlar mühəndislərimizin gördüyü işlərdən, üzərində müəyyən dəyişikliklər aparılmış, Harbut ştoku ilə təchiz olunmuş və təkmilləşdirilmiş plunjer ilə həmin ştok arasında qarşılıqlı əlaqə yaradılmış nasos işlənilib. Bu konstruksiya, nasosları quyudan çıxarmadan elastik manjetlərin təkrar sıxlaşdırılmasına imkan yaqadır, avadanlıq qorunur, bununla da quyuların təmirarası iş müddəti uzanır.

Plunjer – silindr cütünün ara boşluğunda yüksək kiplənmə xassəsinə malik işçi mühitin yaradılması, bununla sürtülmə nəticəsində yeyilən səthlərin bərpa edilməsi, hidravlik kipləşdiricinin etibarlılığının artırılması məqsədilə nasosun plunjerində aparılmış müvafiq konstruktiv dəyişikliklər son nəticədə yeraltı təmirlərin sayının azalmasına, avadanlığa qənaət olunmasına və neftin maya dəyərinin aşağı düşməsinə gətirib çıxarır.

Quyuların dərinlik nasos qurğusu ilə istismarı zamanı ortaya çıxan lay qazının əngəllərinə qarşı institutda yaradılmış və patent alınmış muxtəlif qazayırıcıları konstruksiyaları özlərinin sadəliyi, yüksək effektivliyi ilə seçilir. Bu ayırıcılar qazın nasosun qəbuluna düşməsinin qarşısını alır, bununla nasosun

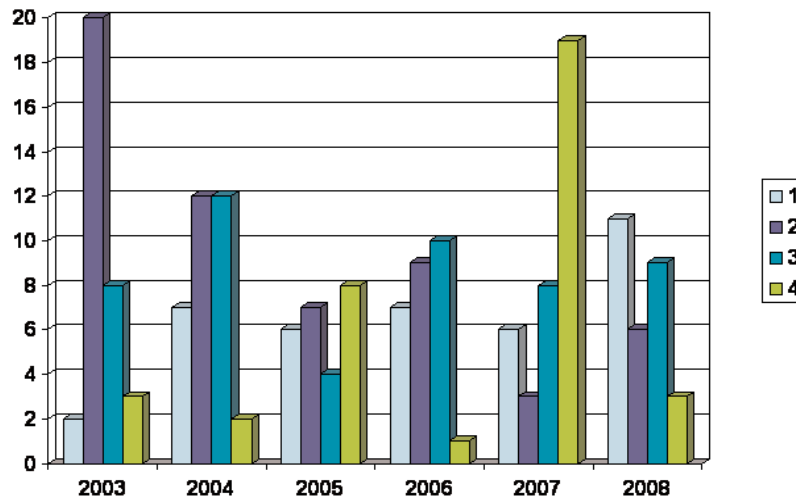
dolma əmsalı artır, qaldırma – endirmə əməliyyatlarının sayı azalır, avadanlıq qorunur, təmirarası iş müddəti uzanır.

Qurudakı mədənlərdə quyuların istismarında əngəllər törədən qum təzahürü ilə mübarizə vasitələrindən quyudibi ətrafında layın bərkidilməsi üzrə institut alimlərinin işləyib hazırladıqları və təklif etdikləri üsulda layın quyudibi və süzgəcarxası sahəsində yüksək keçiricilik və möhkəmiyə malik izotrop sədd yaradılır. Bu üsulda ekzotermik reaksiya nəticəsində ayrılmış qaz bir-birilə qarışılıqlı əlaqədə olan çoxlu sayda məsamələrin əmələ gəlməsində möhkəmləndirici qarışığın bərkiməsinin sürətlənməsinə, bununla da məsamələrin sıxılmasının və kanalların daralmasının qarşısının alınmasına səbəb olur.

İstehsalatda emulsiyalı neftlərin yaratdığı çətinlikləri nəzərə alaraq alimlərimizin neft emulsiyalarının parçalanması və neftin emulsiyasızlaşdırılması üzrə təklif etdikləri yeni üsullarda deemulqatora qənaət olunur, deemulsasiya zamanı alınan yüngül fraksiyalar itmir, emulsiyanın parçalanma sürəti artır və proses ucuz başa gəlir.

Quyularda, tərkibində müxtəlif dərəcədə kalsium xlorid, natrium hidrokarbonat və başqa qarışıqlar olan lay sularının yeraltı avadanlığı korroziyaya uğratmasının qarşısını almaq məqsədilə institut əməkdaşları tərəfindən korroziya inhibitoru tərkibi hazırlanmışdır. Bu inhibitor korroziya sürətini ləngidir, bununla avadanlıq korroziyaya uğramaqdan qorunur, nəticədə avadanlığın ömrü uzanır, neftin maya dəyəri aşağı düşür.

Yeraltı avadanlığın tez sıradan çıxmasının səbəblərindən biri olan parafin çökməsinə qarşı da institut alimləri geniş diapazonla malik yeni reagent təklif etmişlər. Patentlə mühafizə olunan bu reagent parafinin əmələgəlmə başlanğıcında onun akkumlyasiyasının qarşısını alır, adgeziya və kogeziya qabiliyyətini aşağı salmaqla onun neft avadanlığı səthində çökməsinin qarşısını alır. Bu reagent həmçinin avadanlığın korroziyadan qorunmasında tətbiq olunur. Texnika və texnologiyaların işlənilməsinin bütün mərhələlərində patent tədqiqatlarının aparılması, insti-



Şəkil 2. İxtiraçılıq fəaliyyətinin göstəriciləri

1. Ekspertizaya göndərilmiş ixtira sifarişləri
2. İlklik verilmiş ixtiraların dərci haqqında qərar
3. Rəsmi bülletəndə dərc olunmuşdur
4. Patent alınmışdır

tutun profilinə uyğun olaraq onun patent fondunun zənginləşdirilməsi, əməkdaşlar tərəfindən hazırlanan ixtiraya iddia ərizələrinin düzgün tərtib olunması təşkil olunmuşdur. Ona görə də, institut əməkdaşları sahələr üzrə əksər elmi işləri ixtira səviyyəsində yerinə yetirir və onlara patent alınmasına səy göstərir.

İndiyə qədər institut əməkdaşları tərəfindən yuxarıda göstərilən istiqamətlər üzrə aparılan elmi – tədqiqat işlərinin nəticəsi olaraq 600-dən çox ixtiraya müəlliflik şəhadətnaməsi, 118 patent alınmışdır (şəkil 2).

О внедрении научно-исследовательских работ и изобретательской деятельности института

Р.С.Алиев,
К.И.Аллахвердиев, Э.Д. Исмаилова

Резюме

Статья относится к деятельности института в области внедрения новой техни-

ки и технологии в производстве, содержит сведения о значении изобретений, созданных в результате выполнения научных тем, относящихся к технике и технологии при решении существующих проблем по отраслям разработки, бурения и нефтедобычи.

Эффективность физико-химических методов воздействия и полученная дополнительная нефть показана в таблицах.

В области изобретательства в основном приводятся сведения об осложнениях при эксплуатации нефтяных скважин на суше и пути их устранения, увеличении срока службы глубинных насосов в результате выполнения конструктивных изменений, о повышении нефтеотдачи пласта путем обработки призабойных зон скважины, борьбе против соли и парафиноотложений; создании реагентов против эмульсии и коррозии и ряда других задач, стоящих перед нефтегазодобывающей отраслью.

**About introduction of research works and
inventive active of the institute**

R.S.Aliyev,
K.I.Allakhverdiyev, E.D.Ismailova

Summary

The article is dedicated to the institute activity in the field of new technique and technology introduction into production, contains information about importance of inventions created as a result of implementation of scientific themes concerning technique and technology at solution of existing problems on development,

drilling and oil production branches.

Efficiency of physical and chemical methods influence and obtained additional oil is shown at tables.

In the field of invention, mainly, information about onshore oil wells operation complications and ways of their elimination, subsurface pumps service life increase as a result of constructive changes implementation, about oil recovery enhance by means of bottom-hole zone treatment, salt and paraffin deposits control, creation of reagents against emulsion and corrosion and a number of other problems confronting gas and oil producing industry is given.

MÜNDƏRİCAT

Neft və qaz yataqlarının geologiyası

Günəşli neft-qaz-kondensat yatağına vurulan dəniz suyunun nüfuz etmə zonalarının müəyyən edilməsi.....	3
Ü.Ş.Mehdiyev, F.M.Hacıyev, H.A.Hüseynov, N.A.Atakişiyeva	
Qərbi Abşeronun neft-qazlıqla əladədar struktur-tektonik quruluşunun bəzi xüsusiyyətləri	13
X.M.Yusifov, A.A.Əfəndiyev	
Suraxanı yatağında Pliosen rezervuarlarının yayılma zonaları və neft-qazlıqlıq xüsusiyyətləri	22
C.Ə.Ələsgərov	
Kür və Qabırrı çaylararası rayonu Kaynozoy kompleksi çöküntülərinin paleostruktur analizi və neft-qazlıqlığı.....	30
B.İ.Məhərrəmov, B.Q.Ağazadə	
Neft və qaz quyularının qazılması Qazımda yaranan bəzi problemlər və onların qarşısının alınması	39
Y.İ.Səfərov, C.H.Abişov	
Qazıma məhlullarının tünd rəngli filtratında fotokolorimetrik üsulla silisium oksidin təyini	45
Ş.S.Bayramova, Ş.M.Xudiyeva	
Alt sementləmə tıxacı	48
E.M.Süleymanov, N.S.Həmidov	
Neft və qaz yataqlarının işlənməsi və istismarı Səngəçal terminalı suyunun Mişovdağ yatağında məhsuldar qatın I horizontuna vurulmasının mümkünlüyü haqqında	51
Ü.Ş.Mehdiyev, F.M.Hacıyev, R.M. Əfəndiyeva, N.Ə.Atakişiyeva	
Quyu profili və natamamlıq dərəcəsinin məhsuldarlığa təsirinin tədqiqi.....	59
Q.Ə. Məmmədov, M.N.Vəliyev, S.F.Musayev, G.H. Həmidova	
Quyudibi zonanın turşu ilə işlənməsinin səmərəliliyinin artırılması haqqında	66
Ş.P. Kazımov, İ.Z. Əhmədov	
Lay neftinin çevikliyinə yaxşılaşdırılması məsələsinə dair	72
C.N.Tahirov, C.H.Kazımov	

Quyuların hidroqumşırnağı perforasiyasının səmərəliliyinə ucluğun (ştuserin) diametrinin təsirinin tədqiqi	77
T.M.Məmmədov, Ş.H.Həbibullayeva	
Maye qarışığının kompressor borularında qum tıxacının əmələgəlməsinə təsiri	84
T. M.Məmmədov, İ.N.Bəbirov, Z. Ə.Babayeva	
Neft qazının istifadəsinin perspektivliliyi	93
Ə.N.Qurbanov, T.M.Məmmədova, S.H.Qələndərova	
Quyuların təmirlərarası müddətə görə paylanmasının sistemli təhlili.....	98
T.Ə. Əhmədova	
Quyularda suaxınının təcridinin səmərəliliyinin rəng klassifikasiyası ilə qiymət ləndirilməsi	107
F.F.Əhməd, Ü.E.Əlsəfərova, İ.M.Qəribova, X.İ.Şirinova, A.M.Bağirova	
Yataqlarda quyulara su axınının məhdudlaşdırılma tədbirləri	113
İ.Y.Əfəndiyev, G.M.Qafarova, E.H.Həsənova	
Fontan və qazlift quyularının istismarında quyuağzı parametrlərə görə quyudibi təzyiqin analitik təyini	121
X.M.İbrahimov, Ə.R.Poladov, F.S.Ələskərova	
Buzovna-Maştağa yatağının neft-qaz ehtiyatlarının səmərəli mənimsənilməsinin təhlili	128
Z.S. Məmmədov, K.Z.Qayıbov, Y.H.Kərimov, İ.Ə.Əhədzađ	
Zeytun sularının laylara biotəsirinin səmərəliliyinin tədqiqi	134
F.M.Rzayeva, F.B.Süleymanova, X.M.İbrahimov	
Məlumat qıtlığı şəraitində ştanqlı nasos quyularının istismar parametrlərinin təyin edilməsi	139
Ş.P.Kazımov, Ş.İ.Mustafayev, N.S.Rəfiyev, Q.M.Allahverdiyev	
Laya və quyudibi zonaya təsir üçün nanoflüidlərin tətbiqinin eksperimental tədqiqi	144
B.Ə.Süleymanov, F.S. İsmayılov	
<i>İqtisadiyyat və ekologiya</i>	
Neft-qaz kompleksində keyfiyyət göstəriciləri	149
Q.Ə.Səfərov, K.S.Dadaşova	
İnstitutun elmi-tədqiqat işlərinin tətbiqi və ixtiraçılıq fəaliyyəti haqqında	155
R.S.Əliyev, K.İ.Allahverdiyev, E.C.İsmayılova	

СОДЕРЖАНИЕ

Геология нефтегазовых месторождений

Определение зоны внедрения закачиваемой морской воды в нефтегазо-конденсатного месторождении Гюнешли.....	3
У.Ш.Мехтиев, Ф.М.Гаджиев, Г.А.Гусейнов, Н.А.Атакишиева	
Некоторые особенности структурно-тектонического строения Западного Абшерона в связи с нефтегазоносностью	13
Х. М. Юсифов, А.А.Эфендиев	
Зона распространения и характер нефтегазоносности плиоценовых резервуаров по Сураханскому месторождению	22
Дж. А. Алескеров	
Палеоструктурный анализ и нефтегазоносность отложений кайнозойского комплекса между-речья Куры и Габырры	30
Б.И.Магеррамов, Б.Г.Агазаде	
Бурение нефтяных и газовых скважин Некоторые проблемы, возникающие при бурении, и пути их решения	39
Я.И.Сафаров, Дж.Г.Абышов	
Фотоколориметрический метод химического анализа по определению окиси кремния в темно-окрашенных фильтрах бурового раствора.....	45
Ш.С. Байрамова, Ш.М.Худиева	
Нижняя цементирующая пробка	48
Э.М.Сулейманов, Н.С.Гамидов	
Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений О возможности использования вод Сангачальского терминала для заводнения I горизонта продуктивной толщи месторождения Мишовдаг	51
У.Ш.Мехтиев, Ф.М.Гаджиев, Р.М. Эфендиева, Н.А.Атакишиева	
Исследование влияния профиля и степени несовершенства скважины на ее продуктив-ность	59
Г.А.Мамедов, М.Н.Велиев, С.Ф.Мусаев, Г.Г.Гамидова	
Об увеличении эффективности кислотной обработки призабойной зоны	66
Казымов, И.З.Ахмедов	

К вопросу улучшения подвижности пластовой нефти	72
Д.Н.Таиров, Д.Х.Кязимов	
Исследование влияния диаметра насадки (штуцера) на эффективность гидродескоструйной перфорации скважин	77
Т.М. Мамедов, Ш.А. Габибуллаева	
Исследование влияния жидких смесей на образование песчаных пробок в компрессорных трубах	84
Т.М.Мамедов, И.Н.Бабиоров, З.А.Бабаева	
Перспективы использования нефтяного газа	93
А.Н.Гурбанов, Т.М.Мамедова, С.Г.Галандарова	
Системный анализ распределения скважин по межремонтному периоду.....	98
Т.А. Ахмедова	
Оценка эффективности изоляции водопритоков в скважинах ранговой классификации ..	107
Ф.Ф.Ахмед, У.Э.Алсафарова, И.М.Гарибова, Х.И.Ширинова, А.М.Багирова	
Мероприятия по ограничению притоков воды в скважины в месторождениях	113.
И.Ю.Эфендиев, Г.М.Гафарова, Э.Г.Гасанова	
Аналитическое определение забойного давления по устьевым параметрам при эксплуатации фонтанных и газлифтных скважин	121
Х.М.Ибрагимов, А.Р.Поладов, Ф.С.Алескерова	
Анализ эффективного освоения запасов нефти и газа месторождения Бузовны-Маштаги.....	128
З.С.Мамедов, К.З.Гаилов, Ю.Г.Керимов, И.А.Ахадзаде	
Исследование эффективности биовоздействия маслинных вод на пласты.....	134
Ф.М.Рзаева, Ф.Б.Сулейманова, Х.М.Ибрагимов	
Определение параметров эксплуатации штанговых глубиннонасосных скважин при недостаточной информации	139
Ш.П.Кязимов, Ш.И.Мустафаев, Н.С.Рафиев, Г.М.Аллахвердиев	
Экспериментальные исследования применения наноплюидов для воздействия на пласт и призабойную зону скважин	144
Б.А.Сулейманов, Ф.С.Исмаилов	
<i>Экономика и экология</i>	
Показатели качества в нефтегазовом комплексе	149
Г.А. Сафаров, К.С.Дадашова	
О внедрении научно-исследовательских работ и изобретательской деятельности института	155
Р.С.Алиев, К.И.Аллахвердиев, Э.Д. Исмаилова	

THE CONTENT

Geology of oil and gas deposits

Determination of sea water injection introduction zones in oil-gas-condensate Guneshli field.....	3
U.Sh.Mekhtiev, F.M.Gadjiev, G.A.Guseynov, N.A.Atakishieva	
Some structural-tectonic texture features of the Western Absheron in connection with oil gas content.....	13
Kh.M.Yusifov, A.A.Efendiyev	
Surakhany field Pliocene reservoirs spreading zone and oil and gas presence character.....	22
J.A.Aleskerov	
Paleostructural analysis and deposits oil and gas content of Cenozoic complex of Kura and Gabarry interstream area	30
B.I.Magerramov, B.G.Agazadeh	
<i>Oil and gas well's drilling</i>	
Some problems appeared at drilling and ways of their solution	39
Ya.I.Safarov, J.H.Abyshev	
Photocolorimetric method of chemical analysis on silicon oxide determination in dark-coloured drilling mud filtrates solution	45
Sh.S.Bairamova, Sh.M.Khudieva	
The bottom cementing plug	48
E. M. Suleymanov, N. S. Hamidov	
<i>Development and exploitation of oil and gas fields</i>	
About the possibility of injection of Sangachal terminal water to the I horizon of productive layer of Mishovdagh field.....	51
U. Sh. Mehdiyev, F. M. Hadjiyev, R. M. Efendiyeva, N. A. Atakishiyeva	
Investigation of well profile and imperfection degree influence upon its productivity	59
Bottom-hole acidizing efficiency increase	66
Sh.P.Kazymov, I.Z.Akhmedov	
About the question of mobility improvement of in-place oil	72
J. N. Tahirov, J. H. Kazimov	
Research of influence of bean diameter on efficiency of hydro-sandblast perforation of wells...	77
T. M. Mamedov, Sh. H. Habibullayeva	
77	
Study of liquid mixtures influence upon tubing sanding-up	84
T.M.Mamedov, I.N.Babirov, Z.A.Babaeva	

Perspective of petroleum gas using	93
A.N.Gurbanov, T.M.Mammadova, S.H.Galandarova	
System analysis of wells distribution according to overhaul period	98
T.A.Akhmedova	
Estimation of efficiency of water inflow isolation by the range classification	107
F.F.Ahmad, U.E.Alsafarova, I.M.Garibova, Kh.I.Shirnova, A.M.Bagirova	
Measures on water influx limitation in fields	113
I.Yu.Efendiyev, G.M.Gafarova, E.G.Gasanova	
Analytical determination of the bottom hole pressure according to well head parameters at flowing and gas lift wells	121
Kh.Ibrahimov, A.Poladov, F.Alekerova	
Analysis of oil and gas reserves efficient completion on Buzovna-Mashtagi field	128
Z.S.Mamedov, K.Z.Gayibov, Yu.G.Kerimov, I.A.Akhadzadeh	
Research of biological impact efficiency of olive waters on layers	134
F.M.Rzayeva, F.B.Suleymanova, Kh.M.Ibrahimov	
Determination of sucker-rod deep water pumping wells operation at insufficient information	139
Sh.P.Kazimov, Sh.I.Mustafayev, N.S.Rafiev, G.M.Allakhverdiev	
Experimental application studies of nanofluids for impact on layer and well bottom zone	144
B.A. Suleymanov, F.S. Ismailov	
Economic and ecology	
Quality indices in oil and gas complex	149
G.A.Safarov, K.S.Dadasheva	
About introduction of research works and inventive active of the institute	155
R.S.Aliyev, K.I.Allakhverdiyev, E.D.Ismailova	