

УДК 622.276.523 (043); <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-5.11>
<https://orcid.org/0000-0001-7331-1633>
<https://orcid.org/0000-0001-8832-7443>
<https://orcid.org/0000-0001-7995-5560>
<https://orcid.org/0009-0004-3005-1375>
<https://orcid.org/0009-0003-9615-3852>
<https://orcid.org/0009-0003-9845-8123>

ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАДАҒЫ ҚЫСЫМНЫҢ ТАРАЛУ ЗАҢДЫЛЫҒЫН ЗЕРТТЕУ



Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹,
техника ғылымдарының
докторы, профессор,
g.moldabayeva@satbayev.university



А.Л. КОЗЛОВСКИЙ¹,
PhD, SU,
kozlovskiy.a@inp.kz



Р.Т. СУЛЕЙМЕНОВА²,
доктор PhD,
қауымдастырылған профессор,
raikhan.suleimenova@aogu.edu.kz



М.А. САДВАКАСОВ¹,
докторант,
mukan-64@mail.ru



А.С. МУХСИ²,
докторант,
a.mukhsiy@aogu.edu.kz



С.Ж. АБИЛЕВА¹,
докторант,
saulezh007@gmail.com

¹СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТИ,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтбаев к., 22

²САФИ ӨТЕБАЕВ АТЫҢДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТИ
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қ., Баймұханов к., 45а

Бұл мақалада қабаттағы қысымның таралу заңдылықтарын ескере отырып белгілі бір кен орын бойынша есептеулер жүзгізілу тәсілдері қарастырылған, әдеби деректерді талдау нәтижелері келтірілген. Қабаттағы қысымның таралуы – мұнай өндіруге қатысты жұмыс қабаттағы мұнайды жылжыту және оны жербетіне шығару үшін қажет энергияның айыр масынемесе босатылған энергия ретінде көріністабады. Қабат энергиясы табиғи және сырттан енгізілген жағдайда (жербетінен) жасанды болып бөлінеді. Олар потенциалдық энергия, яғни орналасу энергиясы және серпімді деформация энергиясы түріндекөріністабады.

Осыдан қабат энергиясының негізгі көздері мыналар болып табылады: шеттік және табандық сулардың қысым энергиясы, газ қақпағындағы газдың қысым энергиясы, бастапқыда мұнайда еріген газдың бөлінуінен туындаған кеңею энергиясы, жыныстар мен сұйықтықтардың серпімді энергиясы, гравитациялық энергия (салмақкүші).

Қабат энергиясының негізгі көздері: шеттік және табандық сулардың қысымы, газ қақпағындағы газдың және еріген газдың мұнайдан бөлінгеннен кейінгі қысымы, салмақ күші, қабаттың және оны қанықтыратын флюидтердің (мұнай, су, газ) серпімділігі. Бұл күштер бірлесіп немесе бөлек әсер етеді.

Осылайша, қабаттың энергетикалық ресурстары ондағы қысыммен сипатталады. Қысым неғұрлым жоғары болса, мұнай кен орны соғұрлым толығырақ пайдаланылуы мүмкін. Игеру процесінде қабат энергиясын тиімді пайдалану үшін қабат қысымының таралуын тұрақты бақылау қажет. Бұл ұңғыманың түпкі және қабаттық қысымдарын жүйелі түрде өлшеу және изобар карталарын жасау арқылы жүзеге асырылады.

Бұл қысым ұңғыманың өнімділік коэффициенті мен қабаттың өткізгіштігін есептеу кезінде негізге алынады, сондай-ақ кен орнын игеруді талдауда және гидродинамикалық есептеулерде қолданылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: қабат қысымы, кенорын, игерудің соңғы сатысы, кеуекті орта, саңылаулар, мұнай бергіштікті арттыру.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Г.Ж. МОЛДАБАЕВА¹, доктор технических наук профессор, moldabayeva@satbayev.university

А.Л. КОЗЛОВСКИЙ¹, PhD, kozlovskiy.a@inp.kz

Р.Т. СУЛЕЙМЕНОВА², доктор PhD, ассоц.профессор, raikhan.suleimenova@aogu.edu.kz

М.А. САДВАКАСОВ¹, докторант, mukan-64@mail.ru

А.С. МУХСИ², докторант, a.mukhsi@aogu.edu.kz

С.Ж. АБИЛЕВА¹, докторант, saulezh007@gmail.com

¹САТПАЕВ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ САФИ УТЕБАЕВА,
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. Баймұханова, 45а

В данной статье рассматриваются методы проведения расчетов для определения параметров месторождения с учетом закономерностей распределения давления в пласте, приводятся результаты анализа литературных данных.

Распределение давления в пласте в контексте нефтедобычи представляется как разность энергий или высвобожденная энергия, необходимая для перемещения нефти в пласте и её подъема на поверхность. Энергия пласта делится на естественную и искусственную, в случае внешнего воздействия (с поверхности). Они проявляются в виде потенциальной энергии, т. е. энергии положения, и энергии упругой деформации.

Основными источниками энергии пласта являются: энергия давления краевых и подошвенных вод, энергия давления газа, находящегося в газовой шапке, энергия расширения газа, выделившегося из нефти, изначально растворенного в ней, упругая энергия пород и жидкостей, а также гравитационная энергия (сила тяжести).

Эти силы могут действовать совместно или раздельно. Таким образом, энергетические ресурсы пласта характеризуются давлением, существующим в нем. Чем выше давление, тем более эффективно может быть использовано нефтяное месторождение. В процессе разработки для рационального использования энергии пласта необходим постоянный контроль распределения пластового давления. Это осуществляется путем систематических замеров забойных и пластовых давлений и составления карт изобар.

Это давление используется в расчетах коэффициента продуктивности скважины и проницаемости пласта, а также применяется при анализе разработки месторождения и гидродинамических расчетах.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: пластовое давление, месторождение, заключительная стадия разработки, пористая среда, трещины, повышение нефтеотдачи.

INVESTIGATION OF PRESSURE DISTRIBUTION PATTERNS IN A PRODUCTION WELL

G. MOLDABAEVA¹, doctor of Technical Sciences, professor, moldabayeva@satbayev.university

A.L. KOZLOVSKIY¹, doctor PhD, kozlovskiy.a@inp.kz

R. SULEIMENOVA², doctor PhD, Associated Press.professor, raikhan.suleimenova@aogu.edu.kz

M.A. SADVAKASSOV¹, doctoral student, mukan-64@mail.ru

A. MUKHSI², doctoral student, a.mukhsi@aogu.edu.kz

S. ABILEVA¹, doctoral student, saulezh007@gmail.com

¹SATBAYEV UNIVERSITY,

Republic of Kazakhstan, Almaty, 050000, Satpayev str., 22

²ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER SAFI UTEBAEV,

The Republic of Kazakhstan, Atyrau, 060027, Baimukhanov, 45a

This article discusses methods for conducting calculations for specific reservoir parameters, taking into account the patterns of pressure distribution in the reservoir, and presents the results of a literature analysis.

Pressure distribution in the reservoir, in the context of oil production, is represented as the difference in energies or the released energy required for the movement of oil within the reservoir and its extraction to the surface. Reservoir energy is divided into natural and artificial energy, in the case of external influence (from the surface). These energies manifest in the form of potential energy, i.e., positional energy, and elastic deformation energy.

The main sources of reservoir energy are: the pressure energy of edge and bottom waters, the pressure energy of gas in the gas cap, the expansion energy of gas released from oil initially dissolved in it, the elastic energy of rocks and fluids, and gravitational energy (gravity).

These forces can act together or separately. Thus, the energy resources of the reservoir are characterized by the pressure existing within it. The higher the pressure, the more effectively the

oil field can be utilized. During the development process, for the rational use of reservoir energy, constant monitoring of reservoir pressure distribution is necessary. This is carried out through systematic measurements of bottomhole and reservoir pressures and the creation of isobar maps.

This pressure is used in the calculations of the well productivity coefficient and reservoir permeability, and is also applied in the analysis of field development and hydrodynamic calculations.

KEY WORDS: *reservoir pressure, oil field, final stage of development, porous medium, fractures, enhanced oil recovery.*

Кіріспе. Мұнай кен орындарын игеру барысында келесі негізгі айрықша белгілерімен сипатталатын 4 кезеңді бөліп көрсетуге болады: игеру әдістері; ұңғымаларды орналастыру жүйелері; мұнай бергіштік коэффициенттері; ақпараттық база [1-3]. 1-кезең 1946 жылға дейін жалғасып, келесі белгілермен сипатталды: табиғи игеру режимі; ұңғымалардың біркелкі, негізінен үшбұрышты торы, тордың тығыздығы – 2-6 га/ұңғыма; мұнай бергіштік коэффициенті – 0,1-0,2; бақыланатын параметр – қабаттық қысым. 2-кезең 1946 жылдан 1980 жылға дейін созылды және қолданыстағы және жаңадан енгізілген кен орындарында су айдауды қарқынды енгізумен сипатталды. 1948 жылы КСРО-да алғаш рет Туймазы кен орнында (Башқұртстан) қабаттық қысымды ұстап тұру мақсатында өнеркәсіптік ауқымда контурдан тыс су айдау қолданылды. Кейіннен басқа кен орындарында ішкі контурлық су айдауды жүзеге асыру үшін ұңғымаларды орналастырудың әртүрлі жүйелері (аландық және қатарлық) қолданылды. Су айдау әдісін қолдану арқылы қабаттарды ығыстыру коэффициентін арттыру есебінен мұнай бергіштікті 2 еседен астам арттыру мүмкін болды. Сонымен қатар, қысым режимі кезінде қамту коэффициенті 0,9-дан су айдауды қолданғанда 0,6-0,7-ге дейін төмендеді. Игеруді бақылау үшін термометрлер, дебитомерлер және басқа да құралдар қолданыла бастады [3-6]. 3-кезең 1980 жылдан 1990 жылға дейін жалғасты және су айдау технологиясын жетілдіруге бағытталған түрлі әдістермен сипатталды, олар: аландық және тандаулы су айдауға көшу; судың ығыстыру қабілетін жақсартатын әртүрлі қоспаларды (ПАВ, сілтілер, қышқылдар және т.б.) қолдану; Су айдау мен өнім алудың оңтайлы режимдерін таңдау (филтрация бағытын өзгерту, айдау қысымын арттыру, суды айдау циклдқ режимі және т.б.). Ақпараттық база едәуір жақсарды, игеруді бақылау әдістерін автоматтандыру әдістері пайда болды, оның негізінде су айдау процесін реттеу әдістері белсенді қолданылды. Бақылауды жетілдіру және игеруді реттеу арқылы кейбір кен орындарында мұнай бергіштікті 0,5-0,6-ға дейін арттыруға қол жеткізілді. Осы кезеңде мұнай бергіштікті арттырудың әртүрлі әдістерін: жылулық, физика-химиялық, газдық және басқа да әдістерді зерттеп, тәжірибелік-өнеркәсіптік ауқымда қолдану белсенді түрде қолға алынғанын ерекше атап өткен жөн. Жұмыстарды орындау үшін қажетті техникамен жабдықталған арнайы ұйымдар құрылды. Тәжірибелік жұмыстарды қаржыландыру және ынталандыру мақсатында мұнай бергіштікті арттыру қоры құрылды. Мұның бәрі мұнай бергіштікті арттырудың жаңа әдістерін белсенді игеруге және мұнай өндіруді мұнай бергіштікті арттыру әдістері есебінен жылына 11-12 млн тоннаға дейін арттыруға ықпал етті [7-8].

Зерттеу әдістері мен материалдары. Әдістің мәні газ-сұйықтық қоспасының ағынының (dp / dH) жалпы қысым градиентін есептеуден тұрады (инерциалды шығындардың шамалы компоненті болған жағдайда):

$$(dp/dH)=10^{-6}p_{cm}g \cos\alpha + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{тр} \quad (1)$$

мұндағы (dp/dH) газ-сұйықтық қоспасының көтергіштің қозғалысы кезінде жалпы қысым градиенті, МПа / м; p_{cm} газ-сұйық қоспасының тығыздығы, кг/м³; d -тік ұңғыманың ауытқу бұрышы, градус; $(dp/dH)_{тр}$ - үйкеліс жоғалту градиенті, МПа/м.

Газ-сұйық қоспасының тығыздығы

$$p_{cm} = p_{жс}(1 - \varphi_z) + p_z\varphi_z \quad (2)$$

мұндағы $p_{жс}$, p_z -сұйық және газ фазаларының тығыздығы тиісті термодинамикалық жағдайда қоспаның ағымы, кг/м³; φ_z -қоспаның ағынындағы шынайы газ мазмұны (қоспаның құрамындағы газдың көлемдік үлесі), ол келесі аналитикалық өрнекте есептеледі.

$$\varphi_r = \frac{\beta_r w_{cm}}{w_{zu}} = \beta_z(C_1 + C_2 Fr_{cm}^{-0.5}) \quad (3)$$

мұндағы β_z қоспаның ағынындағы көлемді ағындық газдың мөлшері, былай есептеледі [9-11]:

$$\beta_r = V_r / (O_{жс} + V_r) \quad (4)$$

V_r , $O_{жс}$ - көлемдік шығыны газ және сұйық фазалардың кезіндегі тиісті термодинамикалық жағдайында, м³/с; w_{zu}, w_{cv} - термодинамикалық жағдайларда газдың және сұйық фазалардың көлемдік ағынының жылдамдығы, м/с; C_1, C_2 - өлшемсіз корреляциялық коэффициенттер, қоспалар ағынының гидродинамикалық ерекшеліктерін және фазалардың физикалық қасиеттері; Fr_{cm} - Фруд өлшемі, қоспаға тәуелді w_{cm} :

$$Fr_{cm} = w_{cm}^2 / (gd_{BH}) \quad (5)$$

$$w_{cm} = 4(O_{жс} + V_r) / (\pi d_{BH}^2) \quad (6)$$

d_{BH} - құбырдың ішкі диаметрі НКТ, онда газ-сұйық қоспасы қозғалады, м, Корреляциялық коэффициенттерді есептеу үшін келесі тәуелділіктер қолданылады:

$$C_1 = \frac{2.2361 e^{0.049 \mu_{жс}}}{1 + 1.1002 e^{0.049 \mu_{жс}}} - 0.5447_{жс}^{-0.6} (d_{BH} - 0.015), \quad (7)$$

$$C_2 = \frac{1 + 0.1082 e^{0.049 \mu_{жс}}}{1 + 1.1002 e^{0.049 \mu_{жс}}} - [6.707 - 0.168 (\bar{\mu}_{жс} - 1)] \times (d_{BH} - 0.015), \quad (8)$$

мұндағы $\bar{\mu}_{жс}$ - сұйықтықтың салыстырмалы тұтқырлығы, белгілі бір термодинамикалық жағдайларда көтергіш сұйықтықты қозғалатын тұтқырлықтың қатынасына тең (в МПа с) стандартты жағдайларда судың тұтқырлығы ($\mu_{в см} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$)

$$\bar{\mu}_{жс} = \mu_{жс} / \mu_{в см}, \quad (9)$$

0,5447, 6,707 және 0,168 – сандық коэффициенттері, өлшем бірлігі 1 / м болады [12-15]. (7) теңдігінде түтіктердің ішкі диаметрлері мен сұйықтықтың салыстырмалы тұтқырлығындағы ауытқу диапазондары арасындағы келесі қатынастар үшін жарамды болып табылады:

$$\begin{aligned}
 d_{BH} &= 0.0381\text{м} & 1 < \bar{\mu}_{жс} &\leq 1500 \\
 d_{BH} &= 0,0508\text{м} & 1 < \bar{\mu}_{жс} &\leq 750 \\
 d_{BH} &= 0,0635\text{м} & 1 < \bar{\mu}_{жс} &\leq 450 \\
 d_{BH} &= 0,0762\text{ м} & 1 < \bar{\mu}_{жс} &\leq 300
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

(7) теңсіздігі $1 < \bar{\mu}_{жс} \leq 40$ аралықта жарамды. Егер $\bar{\mu}_{жс} > 40$ болса, онда корреляция коэффициенті болады.

$$C_2 = \frac{1+0.1082 e^{0.049\mu_{жс}}}{1+1,1002 e^{0,049\mu_{жс}}} \tag{11}$$

Үйкелісті жоғалту градиенті

$$(dp/dH)_{mp} = \lambda w_{см}^2 p_{см} 10^{-6} / (2d_{BH}) \tag{12}$$

мұндағы λ сұйық фазаға арналған гидравликалық кедергі коэффициенті, қоспаның жылдамдығымен қозғалаған және Рейнольдс санына сұйық фазадағы тәуелділігі мына формуламен анықталады.

$$Re_{жс} = w_c d_{BH} \frac{\rho_{жс}}{\mu_{жс}} \tag{13}$$

келесі формула бойынша

$$\lambda = 0,067 \left[158/Re_{жс} + 2 \frac{e}{d_{BH}} \right]^{0,2} \tag{14}$$

Мұндағы (e) – құбыр ішіндегі абсолютты кедір бұдырлығы (іріктелген мұнай құбырлары үшін, тұз қалдықтарымен ластанбаған, шайырлар және парафиндер, (e)= $1,4 \cdot 10^{-5}$ м. (7), (7) және (11) [16-20] теңдіктерін көтергіштің ішкі диаметрінде қолдануға болады $0,015 < d < 0,0762$ м.

Өндіріс ұңғымасындағы қысымды бөлу қисығын есептеу алғаратимін қарастырайық. 1.Бастапқы деректерді дайындау: $Q_{жст}$ ($Q_{но}$) – стандарт бойынша сұйықтықтың шығыны (газсыздандырылған мұнай шығымы), $\text{м}^3/\text{тәу}$; $\beta_{ВСТ}$ стандарттық жағдайдағы көлемдік сулану жүйіктің; p_y ұңғы сағасындағы қысым (осы кезде есеп “жоғарыдан төменге” жүргізіледі) немесе $p_{зоб}$ түптік қысым (осы кезде есеп “астыдан жоғарыға” жүргізіледі), МПа; $T_{n.l}$ – қабат температурасы, К; L_c – ұңғыма тереңдігі, м; $H_{сн}$ – СКҚ калоннасын түсіру тереңдігі немесе сораптың, м $L_{өз}$ – көтергіштің жұмыс істеу кезіндегі ұңғыма тереңдігіндегі газдың кіру нүктесі, м; α – ұңғыманың тігінен ауытқу бұрышы, градус; R_0 – көтергіштің жұмыс істеу кезіндегі нақты газ шығыны, қалыпты жағдайға келтірілген, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$; d_{DH} – СКҚ ішкі диаметрі, м; $D_{эж}$ – өндірістік ұңғыманың ішкі диаметрі, м; $p_{но}$ – қалыпты жағдайдағы газсыздандырылған мұнай тығыздығы, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\mu_{но}$ – газсыздандырылған мұнайдың динамикалық тығыздығы, МПа*с; $P_{нас}$ – қабат температурасындағы қанығу қысымы, МПа; G_0 – қабат мұнайындағы газ құрамы (газды фактор), $\text{м}^3/\text{м}^3$; $p_{го}$ – қалыпты жағдайда мұнайдан бөлініп шыққан біртекті газсыздандырылған газ тығыздығы, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\gamma_a \gamma_m$ – біртекті газсыздандырылған газдағы азот пен метанның молярлық үлесі; $\rho_{в см}$ – қалыпты жағдайдағы су тығыздығы, $\text{кг}/\text{м}^3$; C' – суда еріген тұз концентрациясы, г/л.

Есептеу кезінде қысымды бөлу үшін қабаттағы мұнайдың газ құрамын қалыпты жағдайға алып келу керек (газды фактор), келесі формуланы қарастырамыз:

$$\Gamma_0 = G_0 \frac{T_0}{T_{ст}} \quad (15)$$

Мұндағы Γ_0 – қалыпты жағдайдағы газды фактор, M^3/M^3 ; G_0 – стандартты жағдайдағы газды фактор, M^3/M^3 ;

2. Белгілі бір тереңдіктегі қысымның бірқатар мәндері есептеледі. Бұл үшін жалпы диапазондағы қысымды өлшеу үшін $(\rho_{ком} - \rho_{нач})$ аралыққа бөлу керек.

$$\Delta p = 0,1 p_{кон} \quad (16)$$

Мұндағы $p_{кон}$ – түпкі қысым, МПа; $p_{нач}$ – бастапқы қысым, МПа. Аралық сандар

$$N = (\rho_{ком} - \rho_{нач}) / (0,1 p_{ком}) \quad (17)$$

Сәйкесінше есептелген қысым

$$p_i = \rho_{нач} + \sum_{i=1}^N \Delta p_i \quad (18)$$

соңғы мәндер қатарында

$$n = N + 1. \quad (19)$$

(18) формуласын есептеу кезінде қосу таңбасын “жоғарыдан төменге”, ал алу таңбасы – есептеу кезінде “төменнен жоғарыға” қарастырылған.

3. Белгілі қабат температурасындағы (20) формуладан температураны биіктікте есептейміз

$$(L_c - H_{cn}) t_{(L_c - H_{cn})}$$

Содан кейін бұл биіктіктен келесі формуланың аузына дейін есептейміз:

$$t(h) = t_{(L_c - H_{cn})} \left\{ 1 - h \left[0.0544 \left(623.7 \frac{d_{BH}}{Q_m} + 1 \right) \frac{\cos \alpha}{c} \right] \right\} \quad (20)$$

Бұл кезде биіктік $(L_c - H_{cn})$ есептеу басында қабылданады, т.е. $h=0$.

Егер бастапқы температура белгілі болса, онда есеп (21) формуласымен шығарылады $H - H_{cn}$ тереңдігіне дейін. H_{cn} – үлкен тереңдігінде.

$$t(H) = t_{H_{cn}} / \left\{ 1 - H \left[0.0544 \left(623.7 \frac{d_{эж}}{2Q_m} + 1 \right) \frac{\cos \alpha}{c} \right] \right\} \quad (21)$$

Бұл кезде H_{cn} тереңдігі есептеу басында қабылданады, $H=0$.

Осындай жолмен T_y , немесе T_{nl} есептейміз.

$$T_i = T_y + [(T_{nn} - T_y)(p_i - p_y)] / (p_{n n(заб)} - p_y) \quad (22)$$

мұндағы $p_{n n(заб)}$ – қабаттық немесе түптік қысым, МПа;

5. Флюид қасиеттерінің бастапқы деректерін пайдаланып, мұнай, газ, судың физикалық қасиетін есептейміз немесе (ρ_b, T_i) сумұнайлы қоспасының (ρ_b, T_i) термодинамикалық шарттарна сәйкестендіреді. Бұл үшін бірінші бөлімде келтірілген тәуелділіктерді пайдаланамыз. Атап айтқанда, z_j есептейміз; ρ_{ri} - газ тығыздығын, ρ_{wi} – суды, ρ_{ni} – мұнайды және ρ_{wci} (ρ_{jci}) сумұнайлы қоспаны (сұйықтық); B_i - су мөлшерінің көлемдік шығымы; b_{ni} – мұнайдың көлемдік коэффициенті; μ_{ni} – мұнай тұтқырлығы немесе сұйықтығы және де G_{oj} мұнай газдан бөлінген көлем.

6. $Q_{жс}$ және V_{ri} газсұйықтық ағымның көлемдік шығымын қолайлы термобаралық жағдайларда есептейді.

$$Q_{жсi} = Q_{жсст} (1 - \beta_i) b_{ni} + Q_{жсст} \beta_i \quad (23)$$

$$V_{ri} = [G_{oi}(1 - \beta_i) + R_r] Q_{жсст} z_i p_0 T_i / (p_i T_0) \quad (24)$$

мұндағы $R_r > 0$ газлифтті пайдалану кезінде және $R_r = 0$ фонтанды және сорапты пайдалану кезінде.

7. β_{ri} – газ құрамындағы көлемдік шығымды анықтаймыз; (6) формула бойынша w_{cm} – келтірілген қоспа жылдамдығы; (5) Fr_{cm} – Фруд қоспасының саны; (7) (8) және (9) C_1 және C_2 – корреляциялық коэффициент; φ_{ri} – нақты газ құрамы; ρ_{cm} – газ құрамдас қоспаның тығыздығы; $Re_{жс}$ – сұйықтықтағы Рейнольдс саны және λ_i – гидравликалық кедергілер коэффициенттері.

8. Есептеу кезінде ұңғыма сағасы “жоғарыдан төменге” қарай қима болып табылады ($H=0$, $T=T_\gamma$, $p=p$). Содан кейін T_i және ρ_i тиісті қималардағы ағын параметрлерінің қысым градиентін есептейміз.

9. Кері қысым градиент шамасын есептейміз (dH/dp).

10. Көтергіш ауданының ұзындығын есептеңіз, сол арқылы қозғалған газсұйықтық қоспасының диапазонды өлшеу қысымы ρ_γ бастап $\rho_i = \rho_{нас}$ дейін. Сандық интегралдандырылған шама (dH/dp), трапеция формуласымен жүргізіледі

$$H_i = \int_{p_\gamma}^{p_i} \frac{dH}{dp} \approx \frac{p_{нас} - p_\gamma}{N} \left\{ \left[\left(\frac{dH}{dp} \right)_\gamma + \left(\frac{dH}{dp} \right)_i \right] / 2 + \left(\frac{dH}{dp} \right)_i + \left(\frac{dH}{dp} \right)_2 + \dots + \left(\frac{dH}{dp} \right)_{i-1} \right\} = \sum_{i=1}^n \Delta H_i \quad (25)$$

яғни көтергіштің есептелген ұзындығы, ρ_i – сәйкестендірілген қысым, ΔH_i тез өсуші соммаға тең, $\Delta \rho_i$ – пропорционалды интервалға, қарастырып отырған қысым диапазоны ρ_γ бастап $\rho_{нас}$ дейін. Есептеулі ұзындығы $H_i = \sum_{i=1}^n \Delta H_i$ болған кезінде $\rho_i = \rho_{нас}$ көтергіштің ұзындығын анықтайды, сол көтергіш арқылы газсұйықтық қоспасы қозғалады (екіфазалық ағынның ауданы) яғни $H_i = H_{тжс}$.

11. Есептеу нәтижесіне сүйене отырып H_i екі фазалы ағым ауданындағы көтергіштің қысымды бөлу қисығын тұрғызамыз $p=f(H)$.

12. Егер көтергіштің түсіру тереңдігі $H_{сн}$ үлкен $H_{эжс}$ болса, онда сол ауданда ($H_{сн} - H_{эжс}$) бірфазалы ағын қозғалады (сұйықтық). Гидравликалық бірфазалы ағын қозғалыс есебін мына теңдікпен жүзеге асырылады:

$$dp/dH = 10^{-6} p_{жс} g \cos \alpha + \lambda w_{жс}^2 p_{жс} 10^{-6} / (2d_{BH}) \quad (26)$$

мұндағы $w_{жс}$ – сұйықтың қозғалу жылдамдығы, м/с.

(14) формула бойынша λ – гидравликалық кедергі коэффициенті, ал (15) формула бойынша $Re_{жс}$ орнына w_{cm} ауыстырылды, $w_{жс}$ сұйықтық жылдамдығы.

Қысымның қабатта таралу қисығын есептеу және газдалған ұңғымалар үшін өлшенген түптік қысыммен салыстырылғанын есептеулер қарастырамыз, олар мына шарттармен берілсін делік. Ұңғыма тереңдігі $L_c=2550$; эксплуатациялық ұңғыма диаметрі $D_{эк}=0.146$ м; қабат қысымы $\rho_{nl}=13$ МПа; түптік қысым (тексерілген) $\rho_{зab}=12.3$ МПа; сұйықтық шығыны $Q_{жс}=12$ м³/тәу; суланған өнімдер $B=0.92$; газды фактор $G_0=111.8$ м³/м³; нақты газ шығыны (тексерілген) $R_0=245$ м³/м³; қабат температурасы $T_{nn}=350$ К; сағадағы температура $T_\gamma=282.2$ К; көтергіштің диаметрі $d_{вн}=0.0635$ м; сағадағы қысым $\rho_\gamma=0.8$ МПа.

Ұңғыма Х теңіз кен орында пайдалануда. Флюидтердің негізгі физика-химиялық қасиеттері мыналар: қанығу қысымы $\rho_{нас}=20.65$ МПа; газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы $\rho_{но}=820.8$ кг/м³; мұнай қабатындағы тығыздық $\rho_{мн}=726.1$ кг/м³; мұнайдың көлемдік коэффициенті $b_n=1.329$; 20⁰С газсыздандырылған мұнай тұтқырлығы $\mu_{но}=11.55$ мПа·с; мұнай қабатындағы тұтқырлығы $\mu_{мн}=2.86$ мПа·с; қалыпты жағдайдағы газ тығыздығы $\rho_{зо}=1.314$ кг/м³; стандартты жағдайдағы су тығыздығы $\rho_е=1042$ кг/м³; стандартты жағдайдағы су тұтқырлығы $\mu_е=1$ мПа·с, газдағы метанның көлемдік құрамы $y_m=0.518$.

Жоғарыда көрсетілген алгоритмдер бойынша ЭВМ-де орындалатын есептер, ал есептеу нәтижелері төменде көрсетілген.

p, МПа.	0.8	2.03	3.26	4.49	5.72
H, м.	0	605	975	1260	1498
P, Мпа.	6.95	8.18	9.41	10.64	11.87
H, м.	1720	1900	2075	2260	2550

Қорытынды. Салыстырмалы есептелген $\rho_{заб}=12.8$ МПа өлшенген $\rho_{заб}=12.3$ МПа болса онда жақсы конвергенция болатынын айтады (қателік 4% құрайды), ол осындай есептерде рұқсат етіледі.

Мұнайды ұңғыдан өндіру кезінде көтергіштің ұзындығына байланысты қабатта қысымның таралу заңына сүйіне отырып көптеген есептерді шешуге болады $p=f(H)$. Қысым тарату қисықтарын есептеудің көптеген әдістері бар, бірақ олардың әрқайсысы белгілі бір пайдалану жағдайларында ғана қолданыла алады. Қазіргі уақытта қысымның таралуын есептеудің ең әмбебап әдісі В.Г. Грон [1-2] әдісі болып табылады, ол өндірістің кең ауқымында және өндірілген өнімнің физика-химиялық қасиеттерінде сыналды. Әдіс көтергіш ұзындығының бойымен өзгертін температура-ның әсерін ғана емес, сондай-ақ көпіршік пен тығын құрылымында қозғалыстағы коспаның ағынының фазалық өтуін ескереді. 📍

Бұл зерттеу Қазақстан Республикасы Ғылым және Жоғары Білім Министрлігі Ғылым Комитетінің қаржылық қолдауымен жүргізілді (AP23484034Күрделі жағдайларда ұңғыма қабырғаларын бекіту кезінде сапаны, тәуекелді жағдайларды және шешім қабылдауды бағалау әдістемесін әзірлеу).

ӘДЕБИЕТ

- 1 Ахметзянов Р.Р. Обзор некоторых методик и результатов исследований в системе «скважина – пласт» // Нефть и газ. – 2023. – № (4). – С. 27-41. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2023-4-27-41>. [Ahmetzyanov R.R. Obzor nekotoryh metodik i rezul'tatov issledovaniy v sisteme «skvazhina – plast» // Nef' i gaz. – 2023. – № (4). – S. 27-41.]
- 2 Imansakipova, Z.B., Buktukov, N.S., Imansakipova, B.B. Pressure distribution in the oil reservoir in a two-dimensional plane // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023. – № 1. – P. 38–45. <https://doi.org/10.33271/nvngu/20231/038>
- 3 Bimagambetov K.B., Logvinenko, A. Experimental studies of chemical and technological characteristics of cross-linked polymer systems applied in flow-diversion technologies. // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of

- Geology and Technical Sciences. – 2021. – N 4(448). – P. 50–58. DOI 10.32014/2021.2518-170X.81
- 4 Buktukov N., Mergenov M. Improvement of oil field development using enhanced oil recovery methods // *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. – 2021. – N (6). – P. 23–28. DOI 10.33271/nvngu/2021-6/023
 - 5 Efendiyev G.M., Tuzelbayeva S.R., Imansakipova, Z.B., Study of the Rheological Characteristics of Sediment-Gelling Compositions for Limiting Water Inflows // *MDPI Applied Sciences*. – 2023. – N 13(18). – P. 1-16. <https://doi.org/10.3390/app1318104736>.
 - 6 Al-Murayri, Mohammed T., Hassan, Abraham, Alajmi, Naser, Nesbit, Jimmy, They, Bastien, Al Khoury, Philippe, Zaitoun, Alain, Bouillot, Jerome, Salehi, Nazanine, Pitts, Malcolm J., Wyatt, Kon, and Elio S. Dean. Field Implementation of In-Depth Conformance Gel Treatment Prior to Starting an ASP Flooding Pilot // Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021. doi: <https://doi.org/10.2118/207850-MS>
 - 7 Мухаметшин В.В., Бахтизин Р.Н. Кулешова Л.С. Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами // *SOCARProceedings*. – 2021. – С. 48-56. [Muhametshin V.V., Bahtizin R.N. Kuleshova L.S. Skringing i ocenka uslovij effektivnogo primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi vysokoobvodnennyh zalezhej s trudnoizvlekaemymi zapasami // *SOCARProceedings*. – 2021. – S. 48-56.]
 - 8 Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Сафарова Е.А., Внедрение комплексных научно-технических программ на поздних стадиях эксплуатации нефтегазовых месторождений // *SOCARProceedings*. – 2022. – № 2. – С. 1-8. [Dmitrievskij A.N., Eremin N.A., Safarova E.A., Vnedrenie kompleksnyh nauchno-tekhnicheskikh programm na pozdnh stadiyah ekspluatscii neftegazovyh mestorozhdenij // *SOCARProceedings*. – 2022. – № 2. – S. 1-8.]
 - 9 Bai Y., Xiong C., Wei F. et al. Gelation study on a hydrophobically associating polymer/polyethyleniminegel system for water shut-off treatment // *Energy & Fuels*. – 2015. – Vol. 29(2). – P. 447-458.
 - 10 Грищенко В.А., Рабаев Р.У. и др. Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГПП на многопластовых объектах // *SOCAR Proceedings*. – 2021. –SI2. – С. 182-191.
 11. Ляtifов Я.А. Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации // *ScientificPetroleum*. – 2021. – № 1. – С. 25-30. [Grishchenko V.A., Rabaev R.U. i dr. Metodicheskij podhod k opredeleniyu optimal'nyh geologo-tekhnologicheskikh harakteristik pri planirovanii GRP na mnogoplastovyh ob"ektah // *SOCAR Proceedings*. – 2021. –SI2. – S. 182-191.]
 - 12 Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра,1977. – 229 с. [Mirzadzhanzade A.H., Stepanova G.S. Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefti i gaza. – М.: Nedra,1977. – 229 s.]
 - 13 Носков С.И. Сравнительная оценка значимости предикторов при использовании различных методов идентификации параметров регрессионной модели // *Известия ТузГУ. Технические науки*. – 2021.– Вып. 9. – С. 228-230. [Noskov S.I. Sravnitel'naya ocenka znachimosti prediktorov pri ispol'zovanii razlichnyh metodov identifikacii parametrov regressionnoj modeli // *Izvestiya TuzGU. Tekhnicheskie nauki*. – 2021.– Vyp. 9. – S. 228-230.]
 - 14 Протодьяконов М.М., Тедер Р.И. Методика рационального планирования экспериментов. – М.: Наука, 1970. –76 с. [Protod'yakonov M.M., Teder R.I. Metodika racional'nogo planirovaniya eksperimentov. – М.: Nauka, 1970. –76 с.]

- 15 Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 4. – С. 38-43. [Shahverdiev A.H., Aref'ev S.V., Davydov A.V. Problemy transformacii zapasov uglevodorodnogo syr'ya v nerentabel'nyuyu tekhnogennuyu kategoriyu trudnoizvlekaemyh // Neftyanoe hozyajstvo. – 2022. – № 4. – S. 38-43.]
- 16 Каширина К.О., Эпов И.Н. Обзор отечественного и зарубежного опыта применения потооклоняющих технологий // Научный форум Сибирь. – Тюмень: 2016. – Т. 2, №1. – С. 8-10. [Kashirina K.O., Epov I.N. Obzor otechestvennogo i zarubezhnogo opyta primeneniya potooklonyayushchih tekhnologij // Nauchnyj forum Sibir'. – Tyumen': 2016. – T. 2, №1. – S. 8-10.]
- 17 Иванов В.А., Числов А.Д., Желтов Ю.В., Рыжик В.М., Ентов В.М. Результаты опытной закачки полимерного раствора на месторождении Казахстана // Нефтяное хозяйство. – 1978. – №9. – С. 37-38. [Ivanov V.A., Chislov A.D., Zheltov YU.V., Ryzhik V.M., Entov V.M. Rezul'taty opytnoj zakachki polimernogo rastvora na mestorozhdenii Kazahstana // Neftyanoe hozyajstvo. – 1978. – №9. – S. 37-38.]
- 18 Стреков А.С., Койлыбаев Б.Н. Исследование реологических характеристик полимерных растворов, применяемых на месторождениях Казахстана. Геологические и технологические аспекты разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов // Материалы международной научно-практической конференции. – Актау, 2019. – С. 28-31. [Strekov A.S., Kojlybaev B.N. Issledovanie reologicheskikh harakteristik polimernyh rastvorov, primenyaemyh na mestorozhdeniyah Kazahstana. Geologicheskie i tekhnologicheskie aspekty razrabotki mestorozhdenij trudnoizvlekaemyh uglevodorodov // Materialy mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii. – Aktau, 2019. – S. 28-31.]
- 19 Салаватов Т.Ш., Сулейманов Б.А., Нуряев А.С. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №12. – С. 81-83. [Salavatov T.SH., Sulejmanov B.A., Nuryaev A.S. Selektivnaya izolyaciya pritoka zhestkih plastovyh vod v dobyvayushchih skvazhinah // Neftyanoe hozyajstvo. – 2000. – №12. – S. 81-83.]
- 20 Wei W., Varavei A., Sepehrnoori K.. Modeling and Analysis on the Effect of Two-Phase Flow on Wormhole Propagation in Carbonate Acidizing //SPE J. 22 (06): 2067–2083. Paper Number: SPE-186111-PA. – 2017. <https://doi.org/10.2118/186111-PA>.