

Корисна модель відноситься до нафтогазової промисловості, а саме до прогнозування пластових тисків у нафтогазоносних горизонтах і може знайти застосування для прогнозування оцінки величини аномально високих пластових тисків (АВПТ) у невивченому перспективному осадовому розрізі до буріння свердловин.

Відомі геофізичні способи прогнозування і оцінки АВПТ до буріння свердловин, що базуються на визначеннях відхилень певних геофізичних параметрів від нормальних для відповідних глибин подібних за геологічною будовою нафтогазоносних осадових басейнів чи вивчених родовищ даного басейну, викликаних підвищенням пористості пісчано-глинистих осадових порід в зонах АВПТ [1]. Дієздатність цих способів поширюється до глибин, де зміни пористості пісчано-глинистих порід, за якими оцінюються величини АВПТ, обумовлені переважно ущільнюючою дією геостатичного тиску товщі порід, але не поширюється на великі глибини, де геостатичний тиск сприймається скелетом порід і не впливає на зміни їх пористості, що відбуваються вже під дією високотемпературних (понад 110-120°C) катагенетичних процесів, а, отже, стає непридатною навіть теоретична основа, що лежить в основі відомих способів.

Відомий спосіб попередньої оцінки величини АВПТ за геологічною аналогією за глибиною чи стратиграфічною приналежністю [1]. Але на великих глибинах дієздатність його також обмежена, оскільки зони катагенезу, від якого залежить формування АВПТ, приурочені до певних температурних інтервалів і в залежності від геотермічного режиму надр змінюють свою глибину і перетинають стратиграфічні комплекси.

Відомий спосіб кількісного прогнозу АВПТ, обраний за найближчий аналог, який базується на теоретичних уявленнях про генетичний зв'язок газових скупчень з АВПТ в товщах-покришках з екранованими ними масивно-пластовими покладами, в яких тиски змінюються з глибиною по відомому закону надлишкового тиску [2]. Він включає розрахунок величини АВПТ в локальних газових скупченнях в екрануючих товщах-покришках за формулою надлишкового тиску при відомому пластовому тиску в основному нижче залягаючому масивно-пластовому покладі:

$$P_{пл} = P_{мп} - q \cdot h, \quad (1)$$

де $P_{пл}$ - прогнозна величина АВПТ в екрануючій товщі-покришці, кгс/см²;

$P_{мп}$ - початковий пластовий тиск в основному масивно-пластовому покладі, кгс/см²;

q - градієнт початкового пластового тиску у масивно-пластовому покладі, (кгс/см²)см;

h - різниця абсолютних відміток точки виміру $P_{мп}$ і покрівлі газового скупчення в екрануючій товщі-покришці, см.

Недоліком способу за найближчим аналогом є те, що він може бути використаний для прогнозування оцінки АВПТ тільки у локальних газових скупченнях в екрануючих товщах-покришках при відомому значенні пластового тиску в основному масивно-пластовому покладі, за рахунок вертикальної міграції газу з якого вони утворилися, і не може бути використаний для прогнозування оцінки величини АВПТ в покладах під екрануючою товщею-покришкою, зокрема, у глибокозануреній високотемпературній (понад 100-110°C) частині осадового розрізу, де крім первинних глинистих і хомогенних товщ-покришок спряженою дією низки катагенетичних процесів в певних геотермічних мовах утворилися вторинні екрануючі товщі-покришки (катагенетичні флюїдоупори - КФУ), а газові поклади під ними не відносяться до масивно-пластового типу і обов'язково характеризуються АВПТ.

Відсутність надійного способу прогнозування оцінки величини АВПТ у глибокозануреній високотемпературній частині осадового розрізу, розкриття якої нині є актуальною задачею для пошуку нових покладів вуглеводнів, призводить до непередбачених поглинань бурового розчину і газопроявлень у свердловинах, у т. ч. аварійних, і навіть некерованого фонтанування свердловин та передчасного припинення їх буріння.

Задачею корисної моделі є підвищення надійності попередньої прогнозування (до буріння свердловини) оцінки величини АВПТ з поширенням можливості його використання не тільки для локальних скупчень газу у первинних екрануючих товщах-покришках, а і для покладів газу не масивно-пластового типу під вторинними екрануючими товщами-покришками катагенетичного походження - КФУ у глибокозануреному високотемпературному осадовому розрізі, які обов'язково відзначаються АВПТ і є головним об'єктом пошуково-розвідувальних робіт на великих глибинах.

Для вирішення поставленої задачі пропонується спосіб попередньої оцінки величини АВПТ у нафтогазоносних басейнах, що включає оцінку надлишкового тиску в локальних газових скупченнях в екрануючих товщах-покришках в залежності від визначених значень початкового пластового тиску, градієнту початкового пластового тиску в основному нижче залягаючому масивно-пластовому покладі та його висоти або відстані від точки виміру до точки визначення надлишкового тиску, згідно корисної моделі визначають глибину залягання екрануючої товщі КФУ, покрівля та підосва якого співпадають відповідно з глибинами залягання визначених ізотермічних поверхонь 110°C і 120°C, і кристалічного фундаменту, а прогнозу величину АВПТ в газових скупченнях у глибокому високотемпературному розрізі під екрануючою товщею КФУ визначають за формулою оцінки надлишкового тиску:

$$P_{ан} = P_{кф} - \text{grad}P \cdot \Delta H \quad (2)$$

де $P_{ан}$ - прогнозна величина АВПТ, МПа;

$P_{кф}$ - фоновий гідростатичний тиск на глибині залягання кристалічного фундаменту, МПа;

$\text{grad}P = 10^{-6} P_{г}$ g - градієнт пластового тиску в газових скупченнях з АВПТ, МПа/м;

$P_{г}$ - густина газу в пластових умовах, кг/м³;

g - прискорення вільного падіння, 9,8м/с²;

$\Delta H = H_{кф} - H_{ан}$, м;

$H_{кф}$ - глибина залягання кристалічного фундаменту, м;

$H_{ан}$ - глибина визначення прогнозування величини АВПТ, м, при цьому одержану величину АВПТ обмежують максимальним емпірично встановленим значенням коефіцієнта аномальності пластового тиску, яке пов'язане з природним гідророзривом порід і відповідає умові:

$$K_{ан} = \frac{P_{ан}}{P_{уг}} \leq 2, \quad (3)$$

де $K_{ан}$ - коефіцієнт аномальності пластового тиску;

$P_{уг} = \rho_{в} g H_{ан}$ - умовний гідростатичний тиск при густині води $\rho_{в} = 1000 \text{ кг/м}^3$; МПа.

Розробка корисної моделі базується на власній теоретичній концепції авторів, у якій обґрунтовані силові механізми формування АВПТ не тільки в осадочній, а і в магматичній, вулканічній та інших геологічних системах: фазових перетворень, надлишкових тисків та п'єзоконвективний [3,4]. При цьому показано, що визначальним для формування АВПТ за інтенсивністю і потужністю є механізм надлишкових тисків, у тому числі в осадочній товщі як у верхній низькотемпературній її частині (до 100-110°C), що визнається і взяте за теоретичну основу у прототипі, але тільки для локальних газових скупчень в екрануючій товщі-покришці, так і в глибокозалягаючому високотемпературному (понад 110-120°C) розрізі під екрануючою товщею КФУ. Це дає можливість для розрахунку АВПТ у високотемпературній частині розрізу використати, як і в прототипі, формулу надлишкового тиску, визначивши нові необхідні параметри, властиві поширеним тут не масивно-пластовим газовим покладам, а локальним у плані субвертикальним великої протяжності (висоти), максимально аж до кристалічного фундаменту (підшови осадочної товщі), газовим скупченням, приуроченим до вторинних резервуарів розушлінення фізико-хімічною та гідродинамічною дією агресивних катагенних флюїдів по зонах тектонічних порушень. Зверху ці скупчення перекриваються і екрануються кількасотметровою товщею гравітаційно ушліплених порід, додатково сцементованих переважно карбонатною речовиною, вилуженою і привнесеною агресивними вуглекислими флюїдами із високотемпературних (понад 120°C) зон катагенезу. Вона отримала назву КФУ, який розташований в температурному діапазоні 110-120°C і в залежності від геотермічного режиму надр змінює свою глибину і стратиграфічну приуроченість. Для розрахунку АВПТ у газових скупченнях під КФУ залишкова товщина осадочної товщі між глибиною залягання підшови КФУ, тобто, глибиною залягання ізотермічної поверхні 120°C, визначеною за наявними геотермічними даними, і глибиною залягання кристалічного фундаменту H_{kf} , визначеною за наявними сейсмогеологічними даними, приймається за максимально можливу висоту субвертикальних газових скупчень під КФУ. При іншій глибині H_{an} визначення прогнозовної величини АВПТ висота покладу $\Delta H = H_{kf} - H_{an}$. Вона вносить найбільшу частку у прогнозу величину АВПТ, оскільки має чотиризначне значення і може змінюватися у декілька раз при збільшенні H_{kf} .

Гідростатичний тиск на межі осадочної товщі і кристалічного фундаменту P_{kf} за нашими теоретичними висновками, одержаними за результатами аналізу фактичних матеріалів з розподілу пластових тисків в осадочному розрізі і властивостей силових механізмів формування АВПТ, зокрема, механізму надлишкових тисків, є не аномальними, а нормальним, тобто, фоновим за величиною. Тому він визначається шляхом екстраполяції усередненої лінії розподілу фонових пластових тисків у вивченій верхній низькотемпературній частині розрізу даної чи сусідніх площ до глибини залягання кристалічного фундаменту, або розрахунком за формулою

$$P_{kf} = P^v H_{kf} \text{ МПа} \quad (4)$$

при середній величині P^v , яка приблизно дорівнює 1150 кг/м³.

Густина газу ρ_g в пластових умовах знаходиться по відомій барометричній формулі із газопромислових інструкцій та інших посібників [5, 6] з використанням очікуваних величин пластових температур і тисків, які в глибинній зоні АВПТ досягають відповідно 150°C і 100 МПа. Вона визначає градієнт пластового тиску у субвертикальних скупченнях газу з АВПТ.

За формулою (2) знаходиться максимально можлива прогнозна величина АВПТ, оскільки в ній використовується максимально можлива висота газових скупчень від підшови КФУ чи іншої точки визначення до кристалічного фундаменту, у той час як вона може бути меншою, що передбачити важко. Але орієнтування на цю максимальну величину забезпечує можливість завчасно до буріння свердловин врахувати найбільш екстремальні умови.

У результат розрахунку за формулою (2) вводиться обмеження (3) максимальної величини P_{an} , пов'язане з тим, що у всіх геологічних системах, значне зростання АВПТ до певної граничної межі призводить до гідророзриву порід. Для глибоко зануреного розрізу осадочної системи ця гранична межа визначена емпірично на основі фактичних матеріалів з розподілу АВПТ. Перевищення її спостерігається як виключення із загальної закономірності. Аналіз формули (2) показує, що гранична межа АВПТ досягається, наприклад, безпосередньо під підшовою КФУ при $H_{an}=4000\text{м}$ і $H_{kf}=8000\text{м}$, $\Delta H=4000\text{м}$, коли $P_{an}=78,43 \text{ МПа}$, $P_{gr}=39,22 \text{ МПа}$, а $P_{an}/P_{gr}=2$. У загальному випадку параметри граничних умов змінюються в залежності від геотермічних умов та пов'язаного з ними положення КФУ, а також від глибини залягання кристалічного фундаменту, тому обмеження вводиться після одержання результату розрахунку за формулою (2) для всього інтервалу глибин, де P_{an} не відповідає умові (3).

Уточнення прогнозовної величини P_{an} є вже завданням оперативного контролю під час буріння свердловин.

Дієздатність корисної моделі перевірена за фактичними матеріалами різних за геологічною будовою, стратиграфією, геотермічним режимом нафтогазоносних басейнів (Передкарпатського, Каркінітсько-Північно-Кримського, Мангішлацько-Північно-Кавказького). В практичних цілях вона використовувалася у Дніпровсько-Донецькій западині.

Для прикладу розглянемо попередню оцінку величин АВПТ у глибокому розрізі Кобзівського і Степового родовищ з обмеженням згідно з (3) та без нього.

На Кобзівському родовищі прогноз виконаний до буріння свердловини №10 глибиною 6300м [7]. Її завданням було розкриття перспективних горизонтів верхнього і середнього карбону. Великі розбурювані глибини та регіональні геотермічні закономірності вказували на можливість розкриття частини розрізу з температурами понад 120°C, де за теоретичними розробками передбачалося зустрінути зону АВПТ у вторинних субвертикальних газових скупченнях, екранованих товщею КФУ.

Глибина залягання підшови КФУ, як глибина залягання ізотермічної поверхні 120°C, визначалася шляхом аналізу термограм свердловин 12 Східно-Полтавської, 2 і 25 Павлівської площ, що мають подібну геологічну будову, а також неглибокої свердловини 4 Кобзівської площі. За найбільш вірогідне положення підшови КФУ прийнята глибина 5180м, яка одержана на перетині термограми останньої, продовженої з використанням величини геотермічного градієнта у глибокій свердловині 12 Східно-Полтавської площі у подібному літологічному розрізі, з температурою 120°C (Фіг.1). Покрівля КФУ, яка співпадає з ізотермічною поверхнею 110°C, залягає на глибині 4180м.

Глибина залягання кристалічного фундаменту H_{kf} на Кобзівській площі згідно з сейсмічними даними становить 17000 м. Звідси залишкова товщина осадового розрізу між підшою КФУ і кристалічним фундаментом, тобто, максимально можлива висота субвертикальних газових скупчень ΔH становить 11820м.

Густина метанового газу ρ_g на великих глибинах при температурах понад 120°C і тисках понад 50МПа досягає 300кг/м³, обумовлюючи величину $gradP=0,00294$ МПа/м. Густина води ρ_v становить 1150кг/м³, забезпечуючи фоновий гідростатичний тиск P_{kf} на глибині залягання фундаменту, рівний 191,59МПа.

Підставляючи визначені параметри P_{kf} , ΔH , $gradP$ у формулу (2), знаходимо, що механізм надлишкових тисків може забезпечити величину $P_{ан}$ на глибині залягання підшою КФУ, рівну 156,84МПа, у той час як фоновий гідростатичний тиск на ній становить 57,76МПа. Коефіцієнт $K_{ан}=3,088$. Згідно з (3) максимальні величини $P_{ан}/P_{уг}$ не повинні перевищувати 2. Розрахунок показує, що на Кобзівському родовищі глибина, де $P_{ан}/P_{уг}$ досягає 2, становить близько 8500м. Отже, для інтервалу глибин від 8500 до 5180м розрахункову величину АВПТ потрібно обмежувати такими значеннями, щоб відношення $P_{ан}/P_{уг}$ дорівнювало 2. Звідси витікає, що $P_{ан}$ у зазначеному інтервалі глибин можна визначити як добуток $P_{уг}$ і коефіцієнта аномальності 2. У відповідності з цим у підшві КФУ на глибині 5180 м прогнозний аномальний тиск становить 101,56МПа, а на вибої свердловини 6300м - 123,53МПа.

АВПТ в межах КФУ, як і в прототипі в межах інших товщ покриттів, визначається за формулою надлишкового тиску, але з використанням нових параметрів, тобто, за формулою (2). При цьому приймається до уваги, що в ньому зустрічаються локальні газові скупчення у слабопроникних колекторах, які не призводять до інтенсивних аварійних газопроявлень, і тільки в нижній його частині. Тому на Фіг.1 лінія розподілу АВПТ з'єднує фоновий гідростатичний тиск у середній точці КФУ з максимальним тиском під ним.

Після виконання прогнозу оцінки величини АВПТ у глибокому високотемпературному розрізі на Кобзівській площі пробурена свердловина 11 глибиною 5948м. Матеріали її буріння підтвердили прогнозне положення зони і величини АВПТ, а саме, перше флюїдопроявлення з АВПТ у ній відбулося під КФУ на глибині 5257м у першому проникному пласті, що залягає в інтервалі 5248-5270м (див. Фіг.1). Воно було припинене підвищенням густини бурового розчину до 1920кг/м³. За цими даними пластовий тиск оцінювався величиною 95,1МПа і перевищував умовний гідростатичний тиск в 1,85 рази. За розрахунком попереднього прогнозу на глибині 5257м $P_{ан}=103,08$ МПа. Відхилення прогнозу від оціненої за даними буріння складає 7,98МПа (7,7%). При подальшому бурінні свердловини 11 вказана аномальність тиску збереглася, що дозволило пробурити свердловину з використанням бурового розчину з густиною 1920кг/м³ без аварійних газопроявлень до інтервалу 5941-5948м. Але при бурінні останнього метра вказаного інтервалу відбулося аварійне газопроявлення, яке ліквідовувалося з використанням бурового розчину густиною до 2100кг/м³. За цими даними аномальний тиск оцінювався величиною 116,37МПа і мав коефіцієнт аномальності $P_{ан}/P_{уг}$ рівний 2. Як видно, спостерігається повна відповідність прогнозу оцінки величини АВПТ до буріння свердловини з оцінкою її за матеріалами буріння.

На Степовому родовищі попередня оцінка $P_{ан}$ виконувалася у зв'язку з пошуками покладів газу у глибокозанурених візейських відкладах. Положення КФУ визначено за середньою із трьох наявних термограм по свердловинах 51, 52, 53, якою є термограма свердловини 52. Згідно з нею ізотермічні поверхні 110 і 120°C та співпадаючи з ними покрівля і підшва КФУ залягають на глибинах 4920 і 5440м (Фіг.2). Глибина залягання кристалічного фундаменту H_{kf} визначена по карті ПГО "Укргеофізика" 1987р. і становить 9000м. Фоновий гідростатичний тиск на глибині залягання фундаменту P_{kf} прийнятий у 1,15 рази більший від $P_{уг}$, що відповідає фоновому розподілу пластових тисків у добре вивченій верхній частині розрізу. Густина газу в пластових умовах ρ_g становить 300кг/м³.

Розрахунки за формулою (2) з використанням приведених параметрів показали, що максимально можливий аномальний пластовий тиск під КФУ становить 91 МПа при $K_{ан}=P_{ан}/P_{уг}=1,71$. Безумовно, що результат розрахунку відповідає вимогам (3) і не потребує обмеження.

На цей час зона АВПТ розкрита і охарактеризована деякими фактичними даними (див. Фіг.2). Зокрема, у свердловині 111 при вибої 5651-5652м відбулося інтенсивне газопроявлення, яке було ліквідоване збільшенням густини бурового розчину до 1710кг/м³. На близьких глибинах (5545 і 5567,4м) відбулися аварійні газопрояви у свердловині 61, ліквідовані з використанням бурового розчину густиною 1770кг/м³. За цими даними після виключення перевищення тиску бурового розчину над пластовим тиском, рівного 1,04, аномальний тиск оцінювався величиною 91,11 МПа у свердловині 111 з $K_{ан}=1,64$, який близький до розрахункової величини за формулою (2), і 93,42 МПа з $K_{ан}=1,77$ у свердловині 61, який дещо перевищує розрахункову величину, вірогідно, внаслідок використання надто важкого бурового розчину для ліквідації аварії.

Від КФУ до фундаменту $K_{ан}$ зменшується до фонові величини нормального гідростатичного тиску у відповідності із формулою надлишкового тиску (2).

Технічний результат від використання запропонованого способу попередньої оцінки величини аномально високих пластових тисків полягає у можливості ще на стадії проектування пошуково-розвідувальних свердловин вибрати оптимальні обладнання, конструкцію, параметри і технологію їх буріння, які дозволяють розкривати газові поклади глибокозалягаючої високотемпературної зони АВПТ з додержанням рівноваги між тиском бурового розчину і пластовим тиском і тим самим відвернути аварійні газопроявлення, викиди бурового розчину і некеровані фонтани газу.

Перелік посилань

1. Методические указания по прогнозу и оценке аномально-высоких пластовых давлений (АВПД). - Ленинград: ВНИГРИ, 1987. - 135с.

2. Зильберман В.И., Зильберман Л.В., Ульянов М.Г. Количественный прогноз АВПД в ореоле вторжения газа на Мелиховском месторождении (в порядке обсуждения) // Геология нефти и газа. - 1978. - №9. - С.69-73.

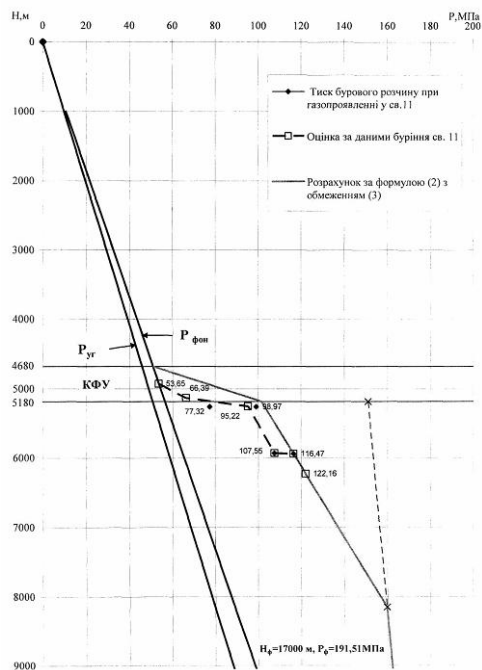
3. Зиненко И.И. Генезис положительных геобарических аномалий / А.С.Тердовидов, А.П. Зарицкий // Геология и геофизика. - 1988. - №6. - С.15-20.

4. Лизанець А.В. Попередній геологічний прогноз аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах на генетичній основі / А.В.Лизанець, І.І.Зиненко, О.П.Заріцький, А.С.Тердовидов // Питання розвитку газ. промисловості України: Зб. наук, праць. - Харків: УкрНДІгаз, 2001. - Вип. XXIX Геологія...-С.165-171.

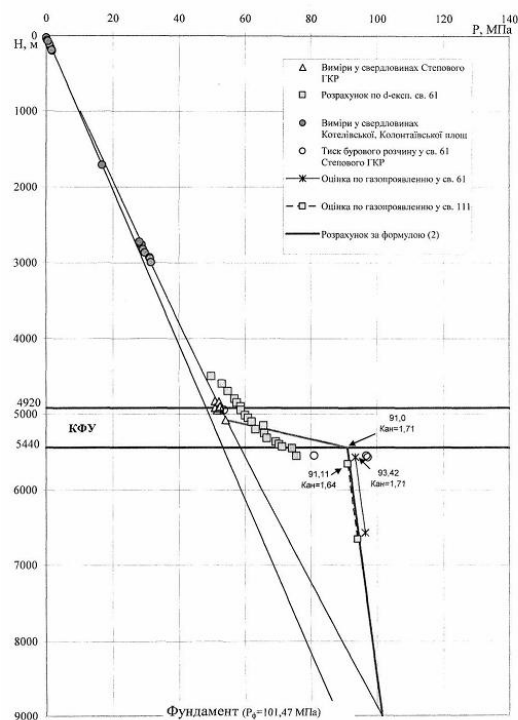
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. - Москва: Недра, 1980. - 301с.

6. Довідник з нафтогазової справи // за заг. ред. докт. техн. наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. - Львів: ІФДТУНГ, 1996. - 620с.

7. Зіненко І.І. Прогноз термобаричних умов Кобзівської площі/ І.І.Зіненко, О.П.Заріцький, Є.Д.Бєлих, В.В.Самойлов, Н.С.Спіридоничева// Питання розвитку газової промисловості України. Геологія: 36. наук, праць. - Харків: УкрНДІгаз, 2001. -Вип. 29. - С71-76.



Фіг. 1 Прогноз АВПТ у розрізі Кобзівської площі.



Фіг. 2 - Прогноз АВПТ у розрізі Степового ГКР.