



УКРАЇНА

(19) UA (11) 21316 (13) U
(51) МПК (2006)
E21B 47/00
E21B 47/06
G01V 9/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

видається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОЛОЖЕННЯ ЗОНИ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ

1

(21) u200609182

(22) 19.08.2006

(24) 15.03.2007

(46) 15.03.2007, Бюл. № 3, 2007 р.

(72) Заріцький Олександр Петрович, Зіненко Іван Іванович, Лизанець Аркадій Васильович, Бенько Володимир Михайлович

(73) ДОЧІРНЯ КОМПАНІЯ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ" НАЦІОНАЛЬНОЇ АКЦІОНЕРНОЇ КОМПАНІЇ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ"

(57) Спосіб прогнозування положення зони аномально високих пластових тисків, що включає побудову карт рівних середніх значень геотермічних ступенів, побудову карт глибин з граничною тем-

2

пературою 110°C, визначення глибини та площі розповсюдження аномально високих пластових тисків при наявності геологічних карт, що визначають товщину осадових утворень, який **відрізняється** тим, що додатково будують карту глибин залягання ізотермічної поверхні 120°C, виявляють положення у розрізі катагенетичного флюїдоупору, верхня і нижня межі якого співпадають з ізотермічними поверхнями 110 і 120°C, і який перекриває та ізолює зону аномально високих пластових тисків, визначають область регіонального поширення аномально високих пластових тисків, якою є лінія перетину підосви катагенетичного флюїдоупору з підосвою осадової товщі.

Корисна модель відноситься до нафтогазової промисловості, а саме до прогнозування пластових тисків у нафтогазоносних горизонтах до проведення пошуково-розвідувального буріння і може знайти застосування для прогнозу положення зони аномально високих пластових тисків (АВПТ) у невивченому глибокому високотемпературному (понад 100°C) осадовому розрізі перспективних площі родовищ.

Відомі способи прогнозування пластових тисків до і в процесі буріння свердловин базуються на моделі гравітаційного ущільнення пісчано-глинистих порід з глибиною під дією геостатичного тиску і використовують для прогнозу відхилення у зоні АВПТ її головного параметра, яким є відкрита пористість, від лінії нормального ущільнення або відображення цього відхилення на параметрах геофізичних досліджень та параметрах буріння свердловин [1]. При цьому для добутового прогнозу допоміжним є спосіб аналогій з використанням даних розвіданих родовищ, ув'язаних з АВПТ стратиграфічно чи гіпсометрично. Але на великих глибинах гравітаційне ущільнення відкладів, що вище було домінуючим процесом літогенезу, змінюється їх катагенетичним перетворенням і його ступінь вже тісно пов'язаний не з глибиною чи стратиграфією, а з температурою як провідним

фактором катагенезу. Тому придатність і ефективність способів, що базуються на моделі гравітаційного ущільнення відкладів, та способів аналогій у глибокому високотемпературному розрізі, де формування АВПТ обумовлене іншими причинами і обставинами, різко знижується, про що, зокрема, говориться і в цитованому вище огляді способів прогнозування.

Відомий спосіб прогнозування зон і глибин розвитку АВПТ, обраний за прототип, який базується на виявленні за матеріалами вивчених родовищ регіону приуроченості зон АВПТ до частини осадового розрізу з температурою у середньому понад 110°C. Він включає побудову карт рівних середніх значень геотермічних ступенів, побудову карт глибин з температурою 110°C, визначення області поширення відкладів з температурою понад 200°C, де генеруються флюїди з АВПТ, визначення глибин і площі розповсюдження АВПТ при наявності геологічних карт, що визначають товщину осадових утворень [2].

Недоліком способу за прототипом є недостатня обґрунтованість положення у розрізі верхньої межі зони АВПТ, оскільки вона пов'язана не з температурою поверхнею 110°C, а з наявністю в глибокому високотемпературному розрізі особливого вторинного кількохсотметрового катагенетич-

UA (19) 21316 (11) U (13)

ного флюїдоупору (КФУ), який сформувався в первинноосадочному розрізі в геотемпературному інтервалі 110-120°C низькою спряжених процесів катагенезу і який створює гідродинамічні умови для формування і збереження під ним зони АВПТ.

Іншим недоліком прототипу є звуження області регіонального поширення АВПТ до меж тієї нижньої частини осадочного розрізу з температурою понад 200°C, де протікають, як вважається, процеси генерації флюїдів з АВПТ, у той час як вони з не меншою інтенсивністю і масштабами протікають у вищезалігаючих відкладах під КФУ з температурами 120-200°C. У прототипі виділяється декілька вертикальних зон АВПТ без достатнього обґрунтування меж між ними.

Вказані недоліки способу за прототипом можуть призвести до непередбачених негативних наслідків при бурінні свердловин, зокрема, на периферійних площах регіону, де температура розрізу досягає 110-120°C, але не перевищує 200°C, а АВПТ флюїдів у високотемпературних горизонтах зустрічаються.

Задачею корисної моделі є підвищення надійності способу прогнозування положення в осадочному розрізі зон АВПТ, уточнення положення зон у розрізі та меж області регіонального їх поширення і забезпечення високої вірогідності отриманих результатів.

Для вирішення поставленої задачі пропонується спосіб прогнозування положення в осадочному розрізі зони аномально високих пластових тисків, який включає побудову карт рівних середніх значень геотермічних ступенів, побудову карт глибин з граничною температурою 110°C, визначення глибини та площі розповсюдження АВПТ при наявності геологічних карт, що визначають товщину осадочних утворень, згідно з корисною моделлю додатково будують карту глибин залягання ізотермічної поверхні 120°C, виявляють положення у розрізі катагенетичного флюїдоупору, верхня і нижня межі якої співпадають з ізотермічними поверхнями 110 і 120°C і який перекриває та ізолює зону АВПТ, визначають область регіонального поширення АВПТ, якою є лінія перетину підшови КФУ з підшовою осадочної товщі.

Розробка корисної моделі базується на власній теоретичній концепції авторів, у якій обґрунтовані силові механізми формування АВПТ, що діють не тільки в осадочній, а і в інших геологічних оболонках: фазових перетворень, надлишкових тисків та п'єзоконвекційний [3-5]. Механізм фазових перетворень пов'язаний в осадочному розрізі з генерацією вуглеводнів, води, CO₂ та інших флюїдів і визнається авторами прототипу, але дія його ними віднесена до частин розрізу з температурою понад 200°C, хоча вище у відкладах в температурному діапазоні 110-200°C більш інтенсивно протікають процеси генерації води при дегідратації монтморилоніту при переході його в гідрослюду та вуглеводнів із розсіяної органічної речовини на головній фазі газогенерації. Тому ізотермічна поверхня 200°C не може бути межею різних вертикальних зон АВПТ, а лінія її перетину з підшовою осадочної товщі (поверхнею кристалічного фундаменту) не може служити межею області регіонального поширення АВПТ, оскільки звужує цю об-

ласть. Механізми надлишкових тисків у скупченнях вуглеводнів і п'єзоконвекційний, пов'язаний з підвищенням тиску спливаючими позирками газу, у прототипі не враховані, і це теж призводить до звуження області регіонального поширення АВПТ, оскільки вони діють не тільки під ізотермічною поверхнею 200°C, а і вище.

Важливим елементом зони АВПТ у глибокій високотемпературній частині осадочного розрізу є КФУ, представлений кількасотметровою товщею порід, ущільненою гравітаційне на попередніх низькотемпературних (до 110°C) стадіях катагенезу та додатково зцементованою переважно карбонатною речовиною, вилученою із порід на високотемпературних (понад 120°C) стадіях катагенезу там же утвореними агресивними термодегідратаційними водами і привнесеною ними в частину розрізу, обмежену ізотермічними поверхнями 110 і 120°C, що встановлено по синхронних змінах низьких геолого-гідрогеологічних параметрів у залежності від температури. КФУ перекриває і гідродинамічне ізолює нижчерозташовані субвертикальні флюїдні резервуари і створює умови для формування в них АВПТ флюїдів вказаними вище силовими механізмами. В ньому відбувається перехід від нормальних пластових тисків до аномальних. Тому побудова карт ізотермічних поверхонь 110 і 120°C, що обмежують КФУ, є обов'язковою для визначення положення у розрізі зони АВПТ, розвинену у всьому нижчезалігаючому розрізі у локальних флюїдних резервуарах. В межах КФУ слід передбачити різку зміну конструкції і технології буріння свердловин для забезпечення гідродинамічне урівноваженого розкриття зони АВПТ і попередження інтенсивних газопроявів та аварійних фонтанів газу.

Регіональне поширення зони АВПТ контролюється, по-перше, масштабами генерації вуглеводнів, води, CO₂ та інших флюїдів і вертикальною протяжністю заповнених ними субвертикальних резервуарів, які визначають потужність силових механізмів підвищення тисків флюїдів, а по-друге, - наявністю КФУ, формування якого теж пов'язане з генерацією і міграцією флюїдів. Усі вони в свою чергу залежать від залишкової товщини осадочної товщі, що знаходиться під КФУ. До периферії басейну, куди зменшується залишкова товщина осадочної товщі, затухає флюїдогенерація, зменшується вертикальна протяжність флюїдоносних резервуарів, зменшується дія силових механізмів підвищення тиску флюїдів, затухають процеси формування КФУ і, як наслідок, виклинується зона АВПТ. Тому за межу області регіонального поширення АВПТ можна прийняти лінію перетину ізотермічної поверхні 120°C, з якою співпадає підшови КФУ, з підшовою осадочної товщі.

Дієздатність корисної моделі перевірена і підтверджена фактичними матеріалами різних за геологічною будовою, стратиграфією, геотермічним режимом нафтогазоносних басейнів (Передкарпатського, Каркінітсько-Північно-Кримського, Мангішлацько-Північно-Кавказського), а в практичних цілях вона найчастіше використовувалася у Дніпровсько-донецькій западині.

Для прикладу розглянемо прогноз положення зони АВПТ у глибокому розрізі Кобзівської струк-

тури, виконаний до буріння свердловин [6].

Кобзівська структура розміром 13х6 км знаходиться у приосьовій зоні Дніпровсько-донецької западини (ДДЗ) південніше Соснівського і Кегичівського родовищ.

Розпочався новий етап вивчення її газонасності пошуково-розвідувальним бурінням, у тому числі на великі глибини. Завданням першочергової свердловини 10 глибиною 6300м було розкриття перспективних горизонтів верхнього і середнього карбону. Для забезпечення практичних потреб нового етапу пошуково-розвідувального буріння потрібно було виконати завчасний, тобто попередній, прогноз термобаричних умов розрізу, причому як у вже розбуреній, але недостатньо вивченій його частині, так і в глибоко-занурених горизонтах, де можливе поширення АВПТ.

Перед цим необхідно врахувати, що корисна модель передбачає виконання регіонального, зонального і локального прогнозування положення зони АВПТ в осадовому розрізі з використанням для побудови зазначених карт ізотермічних поверхонь 110 і 120°C відповідного масиву наявних температурних даних (термограм). У практиці пошуково-розвідувальних робіт найчастіше виконується локальне прогнозування. При цьому для локального прогнозування на родовищах, особливо на перспективних площах, частіше через обмежену кількість термограм, причім, суміжних родовищ, є можливість побудувати тільки усереднену термограму з усередненими значеннями геотермічного градієнту (величини, зворотної геотермічному ступеню), що дає одну точку для локальної чи регіональної геотермічної карти. Її можна розглядати як усереднене положення тієї чи іншої ізотермічної поверхні на даній площі, оскільки фактичний геотермічний матеріал вивчених родовищ показав, що температура в їх межах на однаковій глибині значно відрізняється, іноді на 10, а то і 20°C. За такими даними можна визначити тільки приблизне положення КФУ і зони АВПТ в осадовому розрізі досліджуваної площі, для уточнення якого рекомендується уже в процесі буріння при наближенні вибою свердловини до прогнозного положення зони АВПТ робити в ній запис термограми (кривої термоградієнта) з необхідним терміном витримки свердловини у стані спокою у 8-10 днів.

Великі розбурювані глибини та регіональні геотермічні закономірності вказували на те, що на Кобзівській площі буде розкрита частина розрізу з пластовими температурами понад 120°C, де передбачалось зустріти зону АВПТ, вторинних колекторів і вторинних локальних субвертикальних резервуарів розущільнення, гідрохімічної інверсії, агресивних флюїдів та ін., що співпадають за генезисом і, отже, просторово.

Для прогнозу розподілу температури використані термограми вистояних свердловин 12 Східно-Полтавської, 2 і 25 Павлівської площі, що мають подібну геологічну будову, а також неглибокої свердловини 4 Кобзівської площі (див. Фіг). Крім того, була отримана термограма у свердловині 9. Але вона не характеризувала природний геотермічний режим площі внаслідок охолоджуючої дії бурового розчину. У свердловині 12 Східно-Полтавського родовища температури теж невисокі. Видно, що

це пов'язане з пониженням температурним фоном цього родовища у порівнянні з Павлівською і Кобзівською площами. Але дані свердловини 12 можна було використати для визначення величини геотермічного градієнта (геотермічного ступеня) у глибокому розрізі Кобзівської площі, оскільки він подібний розрізу Східно-Полтавського родовища. Величина геотермічного градієнта у свердловині 12 становить 2°C/100м. Знаючи його екстраполювали термограму свердловини 4 Кобзівської площі до потрібної глибини. Цю ж термограму екстраполювали по кінцевій її ділянці. Таким чином, було побудовано три прогнозні лінії розподілу температури, згідно з якими на глибині 6300м вона може становити 131,3, 142,4 і 156,5°C. Найбільш обґрунтованим є середнє із наведених значень, одержане з використанням термограми 4 Кобзівської площі, продовженої із врахуванням величини термоградієнта 2°C/100м, що спостерігався у подібному геологічному розрізі Східно-Полтавського родовища.

Відповідно до варіантів прогнозного розподілу температур одержано по три прогнозні положення важливих ізотермічних поверхонь 110 і 120°C, що є межами КФУ, який перекриває глибинну зону АВПТ. Ізотермічна поверхня 110°C може залягати на глибинах 5386, 4680, 4440м, а ізотермічна поверхня 120°C - на глибинах 5815, 5180, 4840м. Отже, за найбільш обґрунтованою усередненою термограмою встановлено, що КФУ на Кобзівській площі, найвірогідніше, залягає в інтервалі 4680-5180м, а глибинна зона АВПТ починається з глибини 5180м.

За наявними при складанні проекту пошуково-розвідувальних робіт геологічними картами і розрізами, що визначають глибину залягання і товщину осадових утворень встановлено, що стратиграфічне КФУ приурочений до відкладів верхнього карбону. Глибинна зона АВПТ за цим найвірогіднішим прогнозом охоплює відклади нижньої частини верхнього карбону та московського і башкирського ярусів середнього карбону.

Для успішної проводки глибоких свердловин рекомендувалося проектувати їх конструкцію і технологію буріння для варіанту найбільш вірогідного положення зони АВПТ. На сьогоднішній день на Кобзівській площі пробурена одна глибока свердловина № 11, яка розкрила відклади середнього карбону до глибини 5948м. Матеріали її буріння підтвердили прогнозне положення КФУ і зони АВПТ, а саме, перше флюїдопроявлення з АВПТ у ній відбулося на глибині 5257м у першому проникному пласті, що залягає в інтервалі 5248-5270м. Воно було припинене підвищенням густини бурового розчину до 1,92 г/см³. За цими даними пластовий тиск оцінювався величиною 95,1 МПа і перевищував умовний гідростатичний в 1,85 раза.

Технічний результат від використання запропонованого способу прогнозування положення у розрізі зони аномально високих пластових тисків полягає у можливості ще на стадії проектування пошуково-розвідувальних робіт вибрати оптимальні конструкцію, параметри і технологію буріння свердловин, які забезпечать успішне розкриття зони АВПТ і попередження аварійних флюїдопроявлень, які часто при цьому відбуваються у глибо-

ких свердловинах.

Перелік посилань

1 Мадатов А.Г. Прямая и обратная задачи флюидодинамики в приложении к прогнозированию зон АВПД в осадочных бассейнах. 2. Практический аспект / А.Г. Мадатов, А.В.И. Середа // Вестник МГУ. - 2000. - Т.3. - № 2. - С. 351-366.

2 Шпак П.Ф. Природа и распространение аномально высоких пластовых давлений флюидов в нефтегазоносных бассейнах / П.Ф. Шпак, Р.М. Новосилецкий // Геологический журнал. - 1979. - Т.39. - № 3. - С. 1-11.

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

4 Лизанец А.В. Попередній геологічний прогноз аномально високих пластових тисків у нафто-

газоносних басейнах на генетичній основі / А.В. Лизанец, І.І. Зіненко, О.П. Заріцький, А.С. Тердовідов // Питання розвитку газ. промисловості України: 36. наук. праць. - Харків: УкрНДІгаз, 2001. - Вип. XXIX Геологія... - С.165-171.

5 Зарицкий А.П. Взаимосвязь вертикальной гидрогеологической зональности Днепровско-Донецкой впадины с зональностями основных элементов осадочной системы / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко, А.С. Тердовиков, А.В. Лизанец // Геол. журн. - 2005. - № 3. - С. 83-89.

6 Зіненко І.І. Прогноз термобаричний умов Кобзівської площі / І.І. Зіненко, О.П. Заріцький, Є.Д. Бєлих, В.В. Самойлов, Н.С. Спирідоничева // Питання розвитку газової промисловості України. Геологія: 36. наук. праць. - Харків: УкрНДІгаз, 2001. - Вип. 29. - С. 71-76.

