

УДК 622.24

Захаров В.В., студент гр. 185м-21-1 ФПНТ

Науковий керівник: Ігнатов А.О., к.т.н., доц. кафедри НГІБ

(Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», м. Дніпро, Україна)

ФАКТОРИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ТА УСУНЕННЯ УСКЛАДНЕНЬ В ГЛИБОКИХ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Осадова товща основного нафтогазоносного регіону України – Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) залягає на докембрійському фундаменті, який складається з трьох структурно-формаційних комплексів: ранньоархейського, пізньоархейського та нижньопротерозойського. Вони представлені ультраметаморфічними, інтрузивними, вулканогенними та метаморфізованими осадовими породами. Серед них: кристалічні сланці, гнейси, граніти, плагіоклази, амфіболіти, кварцити та інші.

Осадовий чохол у центральній та північно-західній частинах ДДЗ починається девонськими відкладами, що залягають безпосередньо на фундаменті. Вони складаються з потужної товщі аргілітів, алевролітів, пісковиків, мергелів, вапняків, доломітів, кам'яної солі, гіпсів, ангідритів, пірокластичних та ефузивних порід загальною товщиною від 2000 до 7500 м. У розрізі девону виділяють два відділи – середній (ейфельський і живетський яруси) та верхній (франський і фаменський яруси). Нафтогазоносність приурочена здебільшого до надсольової товщі (наступних нафтогазоносних комплексів: девонського, кам'яновугільного, нижньопермського і тріасового) [1].

Стратиграфічний і літологічний розрізи типових родовищ ДДЗ характеризуються наступними гірничо-геологічними умовами: кайнозой, що охоплює четвертинну, неогенову та палеогенову системи, містить рихлі, слабозцементовані, схильні до порушення цілісності гірські породи (глини, суглинки, піски тощо); мезозой включає крейдову, юрську та тріасову системи, які представлені, в основному, чергуванням теригенних і карбонатних порід; палеозой охоплює пермську, кам'яновугільну та девонську системи [2].

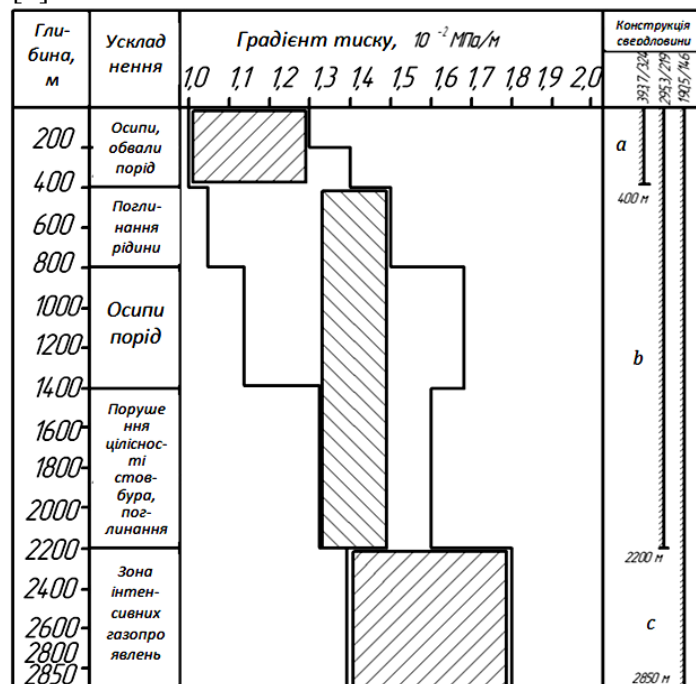


Рисунок 1 – Приклад графіку зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання

Споруджування свердловин на девонський, кам'яновугільний, нижньопермський нафтогазоносні комплекси потребує проходження зон із несумісними умовами буріння (рис. 1).

Складні термобаричні умови залягання вуглеводнів, зокрема і наявність близькорозташованих різнонапірних та різнонасичених горизонтів, а також присутність двох поверхів соленосних товщ хомогенних відкладів із чергуванням кам'яної солі з пластами аргілітів, доломітів, ангідритів і глинистих карбонатів, а також каліймагнієві сольові породи, ускладнюють спорудження свердловин на родовищах ДДЗ.

Слід зазначити, що виникаючи ускладнення під час спорудження свердловин часто призводять до втрати стовбура свердловини [3].

Призначенням більшості свердловин на родовищах ДДЗ виступає експлуатація нафтових і газових пластів у відкладах нижнього карбону та верхнього девону. Глибина свердловин: в середньому 3750 м, за окремими свердловинами глибина сягає наступних значень: 4350 м, 5150 м, 5600 м. Спосіб закінчення свердловин: спуск експлуатаційної колони, її цементування з подальшою перфорацією для випробування і можливої експлуатації перспективно продуктивних об'єктів.

Свердловини мають, в більшості випадків, триколонну конструкцію при поєднанні діаметрів обсадних колон в основному 426 x 351 / 324 x 245 / 219 x 168 / 140.

Проводку свердловин під кондуктор, першу і другу проміжні колони здійснюють, в основному роторним, під експлуатаційну колону роторним і гвинтовим (турбінним) способами або їх комбінацією.

Для буріння застосовують такі бурові розчини [4]: під кондуктор – глинистий густиною 1120 - 1200 кг/м³; під проміжні колони – гуматно-акриловий розчин густиною: 1160 - 1450, під експлуатаційну колону – висококальцієвий, калієвий бурові розчини, які обважнюють баритом, гематитом до густини у верхній частині зони АВПТ – 1700 - 1750 кг/м³, у привибійній зоні до 1960 - 1900 кг/м³.

Серед ускладнень спостерігаються поглинання (в основному у верхньому водоносному розрізі), затяжки, прихоплення бурового інструменту через прояви диференціального тиску у водоносних горизонтах або осипання щільних глинистих порід нижніх інтервалів; газопрояви з продуктивного розрізу. Найважчими з ускладнень є газопрояви в зоні АВПТ. Газопрояви з колекторів ліквідують шляхом поступового обважнювання бурового розчину до рівноваги тиску його стовпа з пластовим тиском газу в покладі.

При виборі раціональної конструкції свердловини необхідно строго дотримуватися наступних основних вимог: не допускати спільне розкриття горизонтів з різними градієнтами пластових тисків; своєчасно перекривати небезпечну ділянку стовбура проміжною колоною або хвостовиком. Порушення цих вимог приводить до виникнення прихоплень під дією перепаду тиску, ліквідація яких на великій глибині не завжди можлива. Сприяють усуненню ускладнень, що призводять до прихоплень і багатокомпонентні бурові розчини, що зберігають стійкість порід стінок свердловин.

Перелік посилань

1. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
2. Мала гірнича енциклопедія: в 3-х т. / За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Донбас. – Т. 1. – 2004. – 640 с., Т. 2. – 2007. – 652 с., Т. 3. 2013. – 644 с.
3. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
4. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин. Монографія. А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. – 201 с.