

зони пройшла суттєва зміна геотектонічних процесів. Ділянка максимального накопичення відкладів змістилась в район Веселої площі, де товщина горизонту досягла 173 м. Літологічно горизонт на даній ділянці представлений чергуванням пісковиків і аргілітів з прошарками і лінзами вапняків. В північно-східній частині зони спостерігається збільшення товщини карбонатів в середній і верхній частинах розрізу. Збільшення товщини горизонту зафіксовано на Краснозаярській площі (61-88 м). Теригенно-глинисте осадконакопичення відбувалось на Березківська-Цимбаловська-Валюховська-Гадяцька та Краснозаярська-Качановська площах, а карбонатно-глинисте – на локальних ділянках. Між ними по всій території зони утворилась перехідна ділянка літологічного заміщення.

Відносно різке літологічне заміщення знаходиться ближче до південної частини зони в районі Веселої та Більської площ, де пісковики заміщаються піщано-глинистими різновидами або зовсім відсутні. Відкрита пористість пісковиків становить 20-21,4%, газопроникність – $496,6-586,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, аномальне значення пористості – 28,5%, зафіксоване в св. № 5 (Марківська площа). Ділянки з підвищеними значеннями відкритої пористості, газопроникності та проникної товщини відмічаються в межах таких площ, як Русанівська, Валюхівська і Загорянська. Відкрита пористість вапняків становить 0,8-2,4%, газопроникність – $0,15-7,62 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Виходячи зі сказаного вище, можна зробити такі висновки.

Горизонти Т-1 та Т-2 мають спільний морський генезис, і їх утворення визначалось впли-

вом Липово-Долинського і Новотроїцького виступів. Локальне збільшення товщини карбонатних утворень відзначається в апікальних частинах позитивних структурних форм (Пірки-Загорянська). Осадонакопичення горизонтів Т-1, Т-2, В-26 відбувалось під впливом Червонозаярсько-Північно-Зіньківського структурного носу, витягнутого в субмеридіональному напрямку, який розділяє зону на західну і східну ділянки.

Карбонатні резервуари горизонтів Т-1, Т-2, В-26 мають пластовий, масивно-пластовий тип і за сприятливих геологічних умов можуть бути добрими комбінованими пастками для покладів вуглеводнів, які є перспективними в нафтогазовому відношенні на локальних ділянках, де їх товщина значно збільшена.

Література

1. Мельченко В.В. Геологический отчет по теме 364/93 "Изучение гидрогеологических условий, коллекторских свойств пород и химического состава нефтей, газов и вод Юльевско-Скворцовской группы поднятий, Валюховского и Загорянского месторождений ГТП "Полтаванефтегазгеология". – Полтава, 1995.
2. Гавриш В.К. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие. – К.: Наук. думка, 1989.
3. Лагутін А. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу "Проект пошуково-розвідувальних робіт на Валюхівському родовищі". – Харків, 2000.

УДК 551.242.1:622.248.56

ГІДРОДИНАМІЧНІ УМОВИ ВИНИКНЕННЯ ДЕФОРМАЦІЇ ГІРСЬКИХ ПОРІД ПРИ ЇХ ЗАВОДНЕННІ В ПРОЦЕСІ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Н. В. Гонтарьова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40153

e-mail: stelmakh@ifdtung.if.ua

Обобщены результаты проведенных гидродинамических исследований по изучению давления разуплотнения пород в результате нагнетания воды. Проведен анализ приемистости скважин в зависимости от давления нагнетания. Построены схемы, индикаторные диаграммы нагнетательных скважин Долинского месторождения. Определено критическое давление разуплотнения пород, его минимальная и максимальная границы.

Conducted hydrodynamic investigations results about study stress of rock's incondensation by water pumping in pool. Analysis change of wells taking by pumping pressure have been conducted. Indicators diagrams of pumping wells in Dolina field have been construction. Critical pressure of rock's incondensation have been determined.

Характерною особливістю розробки нафтових родовищ Передкарпаття є підтримання пластового тиску нагнітанням води на ранній стадії розробки. Одним із найважливіших показників заводнення, який визначає його ефективність, є тиск нагнітання. Дослідження нагні-

тальних свердловин показали, що коефіцієнт охоплення ефективної товщини заводненням по розрізу тільки в рідких випадках перевищує 0,5. Закачка води при заданому тиску нагнітання (14-17 МПа) поступає в пласти з кращими колекторськими властивостями. Промислові до-

слідження закачки води при підвищенні тиску нагнітання (20 МПа) показали можливість деякого розширення профілю приймальності, однак здійснити процес при такому тиску на всьому родовищі досить важко, а часом технічно неможливо із-за частих поломок обладнання та порушення експлуатаційних колон.

Зміна товщини, яка приймає воду в нагнітальних свердловинах при зміні тиску, в першу чергу пов'язана з розкриттям і закриттям тріщин при підвищенні і пониженні тиску нагнітання. З практики видобутку нафти відомо, що для початку розкриття тріщин в пласті, складеному зцементованими породами, необхідно, щоб тиск рідини в привибійній зоні перевищив деяке максимальне значення. А оскільки колектори нафти володіють різним мінералогічним складом і механічними властивостями, то й міцнісні характеристики порід також змінюються, як і їх колекторські властивості. Відповідно тиск, при якому починають розкриватись або утворюватись тріщини в процесі заводнення, буде в кожному окремому пропластку різним. Спочатку розкриваються тріщини в пропластках, складених породами з низькими міцнісними характеристиками, відтак при подальшому підвищенні тиску відкриваються тріщини в більш щільних колекторах. При цьому забезпечується доступ води в пласти, які не беруть участі в розробці при низьких тисках, і товщина, що приймає воду, збільшується.

Процес цей, як правило, зворотний – при пониженні тиску до величини, меншої за критичний тиск, пласти і прошарки знову відключаються і інтервал, що приймає воду, зменшується. Відкриття природної системи тріщин або утворення нової при підвищенні тиску нагнітання сприяє проникненню закачуваної води у вищезалігаючі породи розрізу.

Наявність тріщинуватості характерна для порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, однак інтенсивність її розвитку не однакова як для різних, так і для однотипних порід на різних ділянках. Переважають вертикальні тріщини, більша частина яких не виходить за межі однорідних за складом шарів. Розкритість тріщин на глибинах залягання продуктивних пластів незначна [1].

За даними заводнення було встановлено, що при закачці рідини в пласт через стовбур свердловини при певних тисках нагнітання відбувається розрив (розущільнення) колектора або розкриття вже існуючих тріщин.

По багатьох нагнітальних свердловинах Долинського нафтопромислового району були побудовані індикаторні криві залежності приймальності свердловин від тиску нагнітання (рис. 1, 2). З аналізу цих кривих видно, що різке збільшення приймальності нагнітальних свердловин спостерігається при тисках на гирлі свердловин 8-10 МПа, що відповідає тиску на вибої 33-35 МПа і становить 0,56 від геостатичного. Таке збільшення приймальності пояснюється розкриттям системи тріщин з високою приймальністю в привибійній зоні.

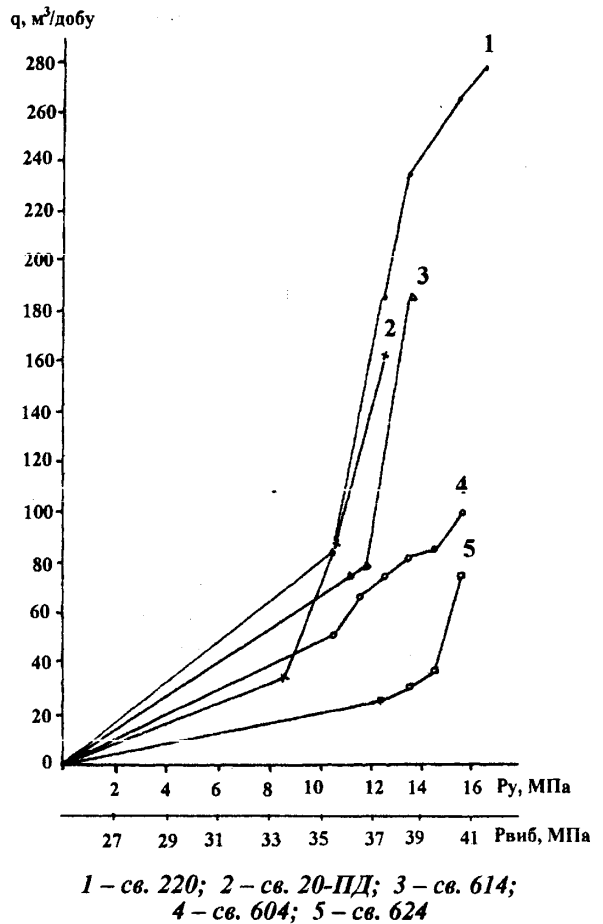


Рисунок 1 – Індикаторні криві свердловин з приймальністю до 280 м³/добу

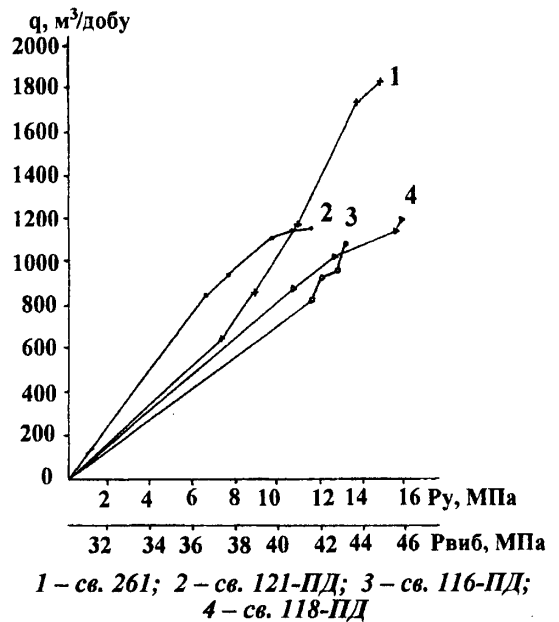


Рисунок 2 – Індикаторні криві свердловин з приймальністю до 2000 м³/добу

При збільшенні тиску закачки збільшується пластовий тиск і, як наслідок, збільшується приймальність. У свердловині 608 приймальність збільшилась з 9 до 48 м³/добу після того, як пластовий тиск зріс з 18 до 22 МПа, а у свер-

дловині 116-ПД при збільшенні тиску з 16,5 до 22 МПа приймальність збільшилась з 970 до 990 м³/добу. Це дає підстави вважати, що прояв тріщинуватості посилюється в міру збільшення пластового тиску. Тріщинуватість пластів, що проявляється при заводненні, зумовлюється в першу чергу поступовим розкриттям природних тріщин, які в переважних умовах були зімкнуті або мали настільки невелику розкритість, що не мали суттєвого впливу на фільтраційні властивості пластів.

Із теорії [2] відомо: для того, щоб при підвищенні тиску нагнітання в пласті почали розширюватись тріщини, необхідно, щоб тиск нагнітання рідини перевищив мінімальне значення природної напруженості в породах.

На основі аналізу численних промислових даних про викривлення кривої приймальності – тиск зроблений висновок, що при перевищенні деякого тиску відбувається розуцільнення колектора і утворення або розкриття тріщин.

Спочатку вважалось, що тиск, при якому можливе розкриття тріщин, обов'язково повинен дорівнювати тиску товщі вищезалягаючих гірських порід, тобто геостатичному тиску. При подальшому вивченні явища розуцільнення колекторів [2] було показано, що розшарування порід в процесі заводнення може відбуватися при тисках, менших за геостатичний.

Для родовищ Долинського нафтопромислового району питомий тиск розуцільнення порід коливається в межах 0,012-0,014 МПа на 1 м глибини, в той час як середній тиск, котрий спричинює товща гірських порід товщиною 1 м, дорівнює 0,023 МПа. Такі коливання тиску розуцільнення порід пов'язані з впливом багатьох факторів і в першу чергу з типом колекторів, глибиною залягання, розташуванням свердловин на структурі. Так, більш низький тиск розриву відповідає здебільшого свердловинам, розташованим в склепінні структури, а більш високі значення – свердловинам, розташованим нижче по структурі.

За фактичними даними, в інтервалі глибин 2500-3000 м критичний тиск, при якому встановлене розуцільнення порід на родовищі, коливався в межах 0,4-0,72 від геостатичного тиску.

На рис. 3 показані тиски на вибої нагнітальних свердловин і глибина залягання пластів. Кожна точка на графіку відповідає тиску нагнітання в одній із свердловин. Пряма 1 відповідає гідростатичному тиску (тиск на гирлі нагнітальних свердловин дорівнює нулю) і пряма 2 – геостатичному тиску при густині вищезалягаючих порід 2500 кг/м³. Як видно, свердловини працювали при тисках на вибоях нагнітальних свердловин, нижчих від геостатичного тиску. Аналіз великої кількості фактичного матеріалу показав, що розрив порід зазвичай відбувається при тиску, меншому за геостатичний, визначений розрахунковим шляхом як тиск товщі вищезалягаючих гірських порід.

На рис. 4 приведені фактичні дані про критичний геостатичний тиск для Долинського нафтопромислового району. Невидлячись на значну розкиданість точок на цих графіках, ви-

діляються межі мінімальних і максимальних значень критичних тисків. Як видно, для однієї і тієї ж глибини вони коливаються в значних межах. Так, наприклад, при глибині залягання 2500 м можлива різниця максимального і мінімального значень критичного тиску 5 МПа, що становить приблизно 20% від гідростатичного і 8% від геостатичного при тій же глибині залягання пласта.

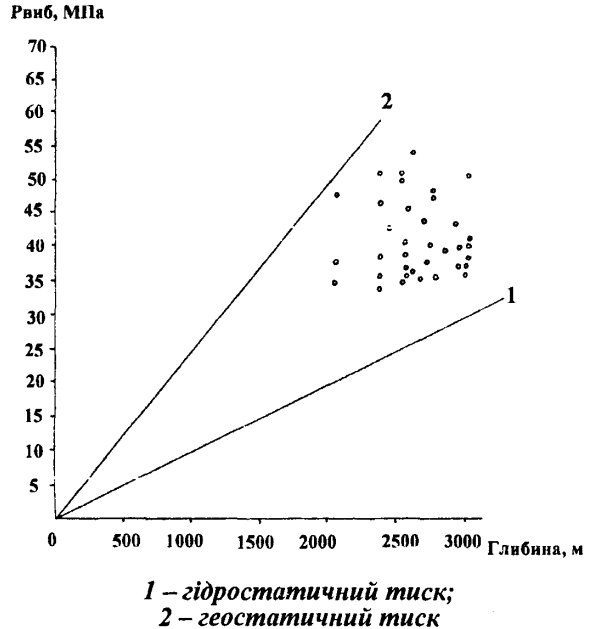


Рисунок 3 – Тиск нагнітання в окремих свердловинах Долинського нафтопромислового району

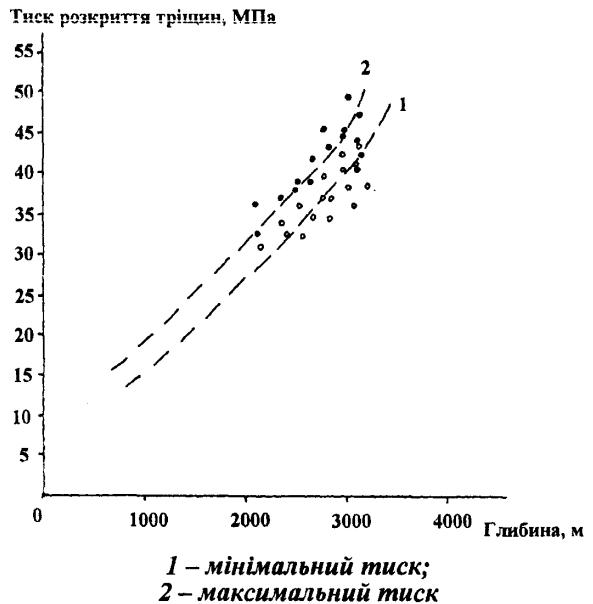


Рисунок 4 – Мінімальний та максимальний тиски розкриття тріщин

На основі проведеного аналізу роботи експлуатаційних свердловин можна зробити висновок, що в тих випадках, коли між нагнітальними і експлуатаційними свердловинами виявляється прямий зв'язок через тріщини, слід закачувати воду при низьких тисках або взагалі припинити закачку; якщо ж встановлюється залежність обводненості продукції від пласто-

вого тиску і об'ємів закачуваної води, заводнення необхідно вести таким чином, щоб пластовий тиск в покладі не перевищував 0,8 від геостатичного тиску.

Заводнення на різних ділянках покладу слід проводити при диференційованих тисках нагнітання залежно від ступеня прояву тріщинуватості пласта. Існує раціональна межа підвищення тиску нагнітання, яка значною мірою залежить від геологічних особливостей продуктивних пластів і в першу чергу від їх природної тріщинуватості. Підвищення цієї межі призводить до різкого підвищення тріщинуватості. При цьому в більшості випадків відбувається зменшення товщини, що приймає воду в нагні-

тальних свердловинах, і більш інтенсивне обводнення оточуючих товщ за рахунок руху води у тріщинах.

Література

1. Масвський Б.Й., Бойко Г.Ю., Манюк М.І. Тектонічна тріщинуватість та продуктивність нафтоносних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – №2. – С. 41-49.
2. Афанасьєва А.В. и др. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. – М.: Недра, 1975.

УДК 551.242.1:622.248.56

РІВНЯННЯ РУХУ КОЛОНИ ТРУБ ПРИ СПУСКУ В СВЕРДЛОВИНУ

Б. Д. Малько, Я. І. Козак

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42171
e-mail: public@ifdtung.if.ua*

Рассматривается процесс спуска колонны труб в скважину на этапах разгона, свободного движения и торможения. Определены законы перемещения и скорости. Колонна труб и подъемный механизм представлены в виде двухмассовой упругой модели.

The process of landing of tubes in well at stages of boost, free motion and inhibition is esteemed. The laws of moving both speed are determined. A pipe string and jacking are submitted by the way of two mass elastic models.

Операція спуску колони труб в свердловину є однією з найбільш відповідальних при виконанні спуско-підймальних робіт. В більшості відомих досліджень динаміки спуску колони труб основна увага звертається на процеси, які мають місце на кінцевому етапі руху, тобто в період гальмування [1, 2, 3]. При цьому залишаються поза увагою періоди розгону і усталеного руху колони.

Розглянемо рух колони на етапах розгону і усталеного руху на прикладі двомасової схеми (рис. 1). Тут враховано зменшення зведеної сили гальма, яке утримувало колону труб у підвищеному стані, за лінійним законом

$$F = F_0 \left(1 - \frac{t}{t_1}\right). \quad (1)$$

Якщо знехтувати силами тертя в рухомих з'єднаннях, то рух колони вниз почнеться тоді, коли значення сили F прирівняється до ваги колони труб Q . Таким чином, рівняння для сили F одержимо у вигляді

$$F = Q \left(1 - \frac{t}{t_1}\right), \quad (2)$$

де t_1 – час завершення дії гальмівної сили.

Запишемо рівняння руху мас

$$\left. \begin{aligned} m_1 \ddot{S}_1 &= C_{12}(S_2 - S_1) - F \\ m_2 \ddot{S} &= Q - C_{12}(S_2 - S_1) \end{aligned} \right\}, \quad (3)$$

де: m_1 – зведена до талевого блока маса рухомих частин лебідки і талевої системи;
 m_2 – зведена маса колони труб;
 C_{12} – зведена жорсткість канатів і колони труб.

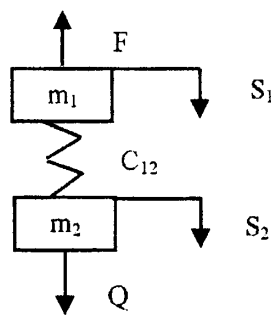


Рисунок 1 – Розрахункова схема

Розв'язок цієї системи рівнянь з врахуванням (2) має такий вигляд:

$$S_{12} = A \sin pt + B \cos pt - \frac{Qt}{m_1 p^2 t_1} + \frac{Q}{C_{12}}. \quad (4)$$

Тут $p^2 = \frac{C_{12}(m_1 + m_2)}{m_2 m_1}$.

З початкових умов при $t = 0$, $S_{21}(0) = \frac{Q}{C_{12}}$, $\dot{S}_{21}(0) = 0$ знаходимо постійні інтегрування