

ці, так і нових, які будуть ще виявлені на слабівчених землях.

Література

1. Каламкарров Л.В. Методика геофических исследований областей развития соляной тектоники / Л.В.Каламкарров, А.П.Шафранов, Н.И.Тулминович и др. – М.: Недра, 1975. – С. 216.

2. Розробка методики обробки та інтерпретації даних 3D-сейморозвідки для умов солянокупольної тектоники ДДЗ / Н.Я.Мармалевський, В.В.Мерщій, З.В.Горняк, К.М.Іваненко, Н.М.Постнікова // Матеріали 5-ї Міжнар. конф. «Нафта-Газ України-98». – Полтава: Українська нафтогазова академія, 1998. – Т.1. – С. 391-392.

3. Способ оконтуривания соляных штоков, имеющих козырьки: А.с. 1038916 СССР, МКИ G 01 V 9/00// E 21 B 49/00 / А.Н.Истомин, Н.Ф.Брынза, Д.Р.Сороченко, Г.И.Глова, М.Г.Ульянов, Л.Я. Решетняк (СССР). – № 3431832/18-25 – Заявл. 19.04.82. – Опубл. 30.08.83, Бюл. № 32.

колон свердловин, пов'язаних з цими процесами.

Захід 1. З метою уникнення порушення експлуатаційних колон свердловин, пов'язаних

4. Черняков А.М. Соляные тела юго-востока Днепровско-Донецкой впадины и их участие в формировании месторождений газа и нефти: Дис. канд. геол.-минер. наук: 04.00.17 / Московский ордена Трудового красного знамени институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. – М., 1974. – 25 с.

5. Зильберман В.И. Дистанционное оконтуривание зон аномально высоких пластовых давлений и прогнозирование АВПД в экранирующих хемогенных толщах: Методическое руководство. – Харьков, 1985. – 15 с. (Ротапринт УкрНИИГаза; 1985).

6. Черняков А.М. Соляные диапиры Днепровско-Донецкой впадины и их связь с разломами // Бюл. Московского общества испытателей природы. Отделение геологическое. – М., 1981. – Вып. 4. – Т. 6. – С. 26-31.

7. Андреева В.И. Новые находки вулканогенных пород в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины // Труды УкрНИГРИ, Выпуск 8. – Л.: Недра, 1964. – С. 132-141.

УДК 553.981/982 (477.8)

РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО УНИКНЕННЯ ПОРУШЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ КОЛОН СВЕРДЛОВИН В ПРОЦЕСІ РОЗРОБКИ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Н.В. Гонтьарьова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342)

e-mail: spring@nung.if.ua

Обобщены результаты проведенных геолого-промышленных исследований по изучению причин искривления и слома эксплуатационных колонн скважин. Сделаны соответствующие предложения относительно закладывания эксплуатационных скважин с целью увеличения термина их работы, которые имеют большое практическое значение. Предложен ряд мероприятий по избежанию нарушения эксплуатационных колонн скважин с целью повышения эффективности поисков, разведки и разработки нефтегазовых месторождений.

Conducted geologo-industrial investigations results about study of casing defects have been generalized. The applicable offers concerning a location of operational wells are made with the purpose of magnification of the term of their operation, which one have the large practical value. A number of measures on avoidance of failure of production casings of wells is proposed with the purpose of increase of performance of searching, prospection and development of oil and gas fields.

З проведених багаторічних досліджень [1] випливає, що на активізацію деформаційних процесів під час розробки нафтогазових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину значний вплив мають літолого-фаціальні особливості розрізу, геодинамічні процеси та зміна термогідродинамічних параметрів покладів в результаті закачки води для підтримання пластового тиску. У зв'язку з цим виникає необхідність у розробленні заходів, які дадуть змогу уникнути порушення експлуатаційних

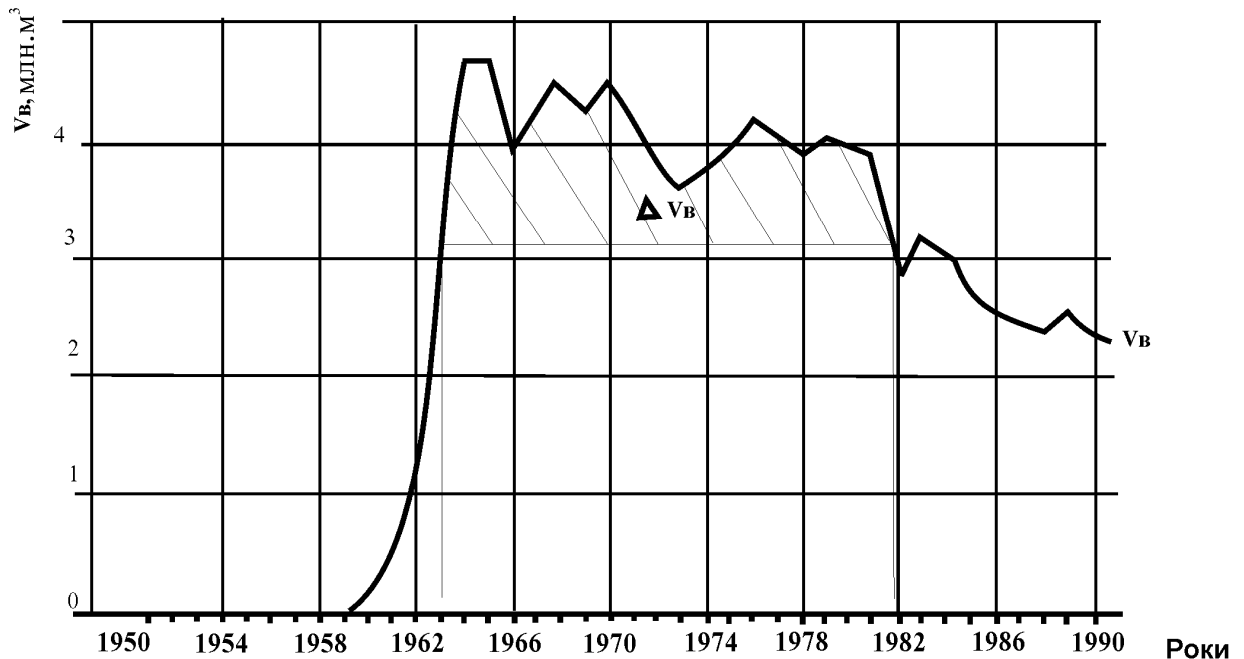
з термогідродинамічними змінами, слід регулювати об'єми нагнітання води у поклад.

З рис. 1 випливає, що із започаткуванням процесів заводнення на Долинському родовищі різко зростає кількість свердловин із порушеними експлуатаційними колонами. Особливо висока частота дефектів припадає на 1963-1982 роки, що пов'язано із збільшенням річного закачування води від 3,2 млн.м³ до 4,7 млн.м³. Це свідчить про те, що саме надлишковий об'єм закачаної води ΔV_v спричинює деформації гір-

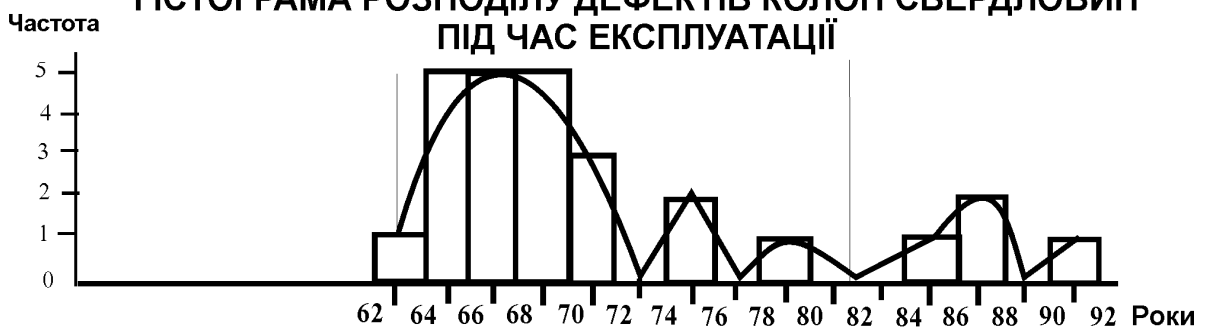
ських порід. Тому необхідно для кожного родовища визначати допустиму норму закачування води, не допускаючи при цьому збільшення

знизу тектонічноекранованого нафтового покладу [2], який дає змогу підвищити нафтовилучення із неоднорідних пластів. Він полягає в

РІЧНЕ ЗАКАЧУВАННЯ ВОДИ



ГІСТОГРАМА РОЗПОДІЛУ ДЕФЕКТІВ КОЛОН СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ



$\Delta V_{в}$ – об'єм закачаної води, який впливає на прояви деформаційних процесів, тис.м³

Рисунок 1 — Вплив закачування води на прояви деформаційних процесів Долинського родовища

об'єму річного закачування на 1,5 млн.м³.

Крім того, пропонується зменшувати тиск нагнітання води в поклад при низьких тисках розуцільнення порід. Згідно з [1] мінімальний градієнт тиску розуцільнення становить 0,012 МПа/м. Для таких свердловин максимальний тиск нагнітання води повинен становити 30-36 МПа на вибої свердловини.

Захід 2. З метою уникнення порушення експлуатаційних колон свердловин, пов'язаних з геодинамічними та термогідродинамічними змінами, утриматися від будівництва нагнітальних свердловин у зонах підвищеної тріщинуватості гірських порід (склепіння, зони дроблення тектонічних порушень), а за необхідності закладати похилоскеровані свердловини.

У 1980 р. Н.Н.Гунькою та М.І.Бучковською запропонований спосіб розробки неоднорідного багатопластового крутопадаючого і

тому, що з метою підвищення виробки низькопроникних пластів в результаті підігріву витісняючого агента глибинним теплом Землі, закачка води здійснюється через похилоскеровані свердловини, розміщені безпосередньо біля тектонічних екранів, а відбір нафти здійснюється із свердловин, розташованих біля межі перегину крутопадаючої і пологозалягаючої частин покладу.

Цей спосіб підвищує ступінь вироблення низькопроникної частини продуктивного розрізу та інтенсивність відбору нафти з неї в результаті уникнення охолодження пластів з більш низькими колекторськими властивостями, а також створення умов для більш рівномірного витіснення нафти.

В результаті проведених досліджень [1] з'явилася можливість за допомогою даної методики уникнути розвитку певних процесів, які

приводять до активізації деформаційних процесів.

Авторами методики рекомендується гирла нагнітальних свердловин розміщувати за зоною перегину продуктивних відкладів (рис. 2), тобто так, щоб не розкривати продуктивні пласти в

безпеки виникнення тектонічного зсуву в значній області навколо зони зміни фізичних властивостей глинистих порід, що відбивається на технічному стані свердловин, забезпечує більш рівномірне просування фронту закачуваної води і попереджає утворення зон розвитку термі-

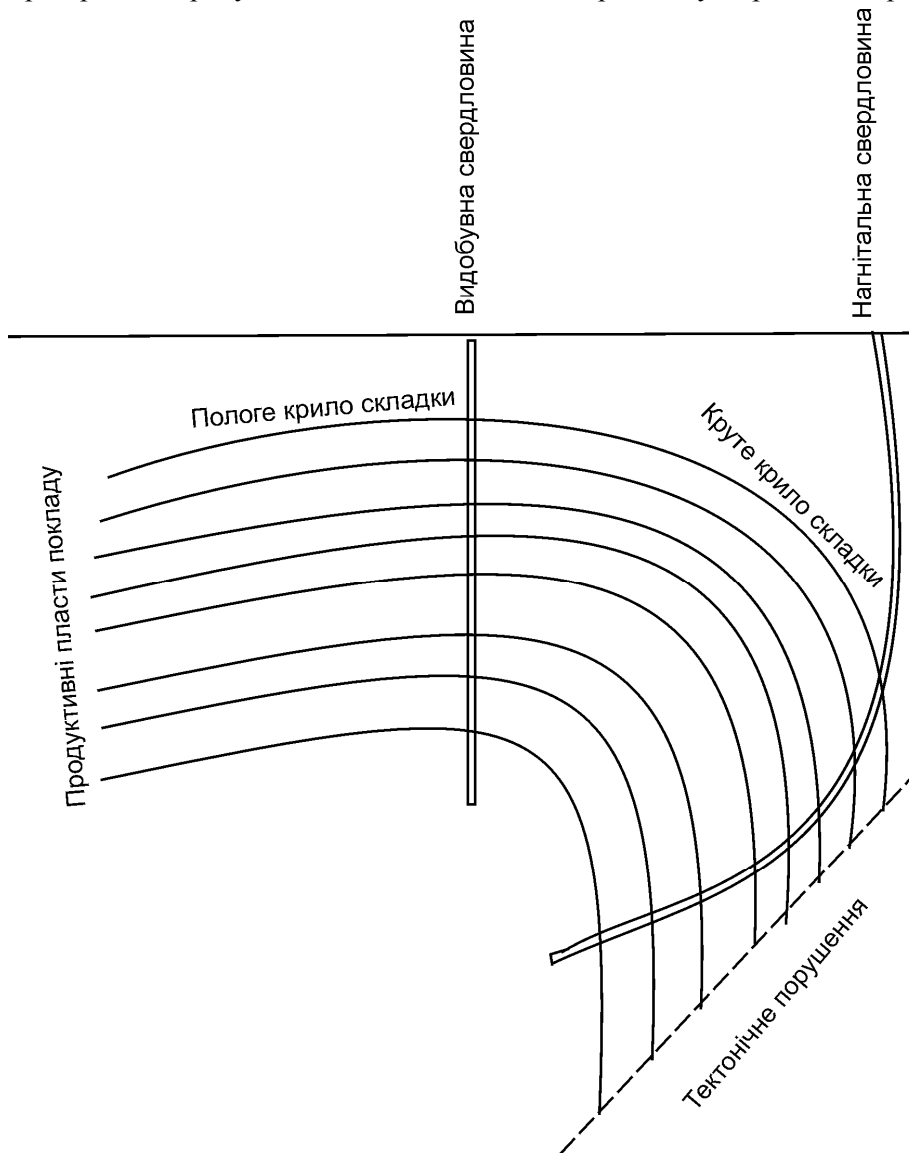


Рисунок 2 — Схема розміщення свердловин з метою запобігання порушення експлуатаційних колон (за Н.Н. Гунькою та М.І. Бучковською (1980))

пологозалягаючій частині і попередити тим самим охолодження їх в процесі закачки води. При цьому продуктивні пласти повинні розкриватися похилоскерованими свердловинами перпендикулярно до їх напластування або під кутом, близьким до нього.

Оскільки закачувана вода поступає в зону максимальної для даного покладу пластової температури і витісняє нафту у підвищену частину покладу, яка характеризується більш низькою пластовою температурою, то для прогріву її в заданих умовах максимально використовується практично безкоштовне джерело глибинного тепла Землі. Підвищення температури закачуваної води дає можливість уникнути не-

чних напруг. Крім того, з'являється можливість уникнути появи розтягуючих зусиль за рахунок температурних змін в продуктивних пластах, які перевищують межу міцності матеріалу пласта і як наслідок призводять до розкриття наявної системи тріщин і появи нових. В такому випадку тиск тріщиноутворення збільшиться на 0,23 МПа при підвищенні температури на 1⁰С. Таким чином, закачана вода не буде надходити у вищезалягаючі пласти та не створить зони вторинного водонасичення і відповідно не буде сприяти деформаційним процесам породного масиву та експлуатаційних колон.

Захід 3. З метою уникнення порушення експлуатаційних колон свердловин, пов'язаних

з літолого-фаціальними особливостями розрізу, на стратиграфічних границях воротищенських, поляницьких та менілітових відкладів, а також в місцях залягання чистої солі або дуже засоленних глин проводити зміцнення експлуатаційних колон свердловин.

Порушення експлуатаційних колон свердловин відбувається в результаті текучості соленосних порід після досягнення ними деякої величини критичного тиску. Оскільки в природних умовах постійною діючою силою в гірському масиві є геостатичний тиск, то величина критичного тиску текучості соленосних порід залежить саме від нього. Аналіз фактичного матеріалу [3] дав можливість виділити три основних критерії фізичного стану соленосних порід в гірському масиві:

1) текучий, коли $\frac{P_{кт}}{P_{Г}} < 1$ ($P_{кт}$ – критичний

тиск текучості соляних порід, МПа; $P_{Г}$ – геостатичний тиск);

2) нетекучий, коли $\frac{P_{кт}}{P_{Г}} > 1$;

3) критичний, коли $\frac{P_{кт}}{P_{Г}} = 1$.

Це дає можливість прогнозувати технічний стан колон експлуатаційних свердловин, де $\frac{P_{кт}}{P_{Г}} < 1$, оскільки в зонах з іншими критеріями порушення колон свердловин не відбувається.

Якщо на колону діє зовнішній деформаційний тиск, то, щоб попередити зім'яття колони, йому повинні протистояти критичний тиск на зім'яття колони та величина поточного пластового тиску флюїду. Звідси випливає, що якщо сума критичного тиску на зім'яття колони $P_{к}$ і поточного пластового тиску $P_{пл}$ більша від критичного тиску текучості соленосних порід ($P_{к} + P_{пл} > P_{кт}$), то колона не буде зім'ята і навпаки. Якщо відповідні параметри рівні, то колона перебуває в критичному стані.

Наприклад, на глибині залягання соленосних порід воротищенської світи 1300 м геостатичний тиск становить $P_{Г} = 32,5$ МПа, відповідно $P_{кт} \leq 32,5$ МПа. $P_{пл} = 17,4$ МПа. Таким чином, щоб колона не була зім'ята, необхідно, щоб $P_{к} \geq 15,1$ МПа.

Це, в свою чергу, дає можливість визначити критичне значення поточного пластового тиску $\Delta P_{к}$

$$\Delta P_{к} = P_{кт} - P_{к} \cdot K_{н},$$

де $K_{н}$ – коефіцієнт критичної міцності обсадних колон.

З практики відомо, що при $K_{н} < 1$ (фактичні значення 0,997-0,810) зім'яття колон не відмічено, при $K_{н} > 1$ (значення 1,05-1,62) колони у всіх випадках були зім'яті, а при $K_{н} = 1$ – знаходились в критичному стані.

Звідси випливає, що будь-яким значенням параметрів $P_{к}$ і $P_{кт}$ при $K_{н} = 1$ завжди буде від-

повідати критичний перепад тиску пластового флюїду при експлуатації свердловини.

Величина $\Delta P_{к}$ вказує, до якого граничного значення можна знижувати поточний пластовий тиск в даній свердловині, розташованій в зоні текучості соленосних порід, не боячись зім'яття колони.

Описаний спосіб випробування на ряді свердловин Шебелинського, Медведівського, Машівського та Хрестищенського родовищ, де підтвердились зроблені вище висновки.

На основі вищесказаного можна також визначити час безаварійної експлуатації свердловини, який залежить від поточного пластового тиску, критичної величини депресії на пласт і градієнта зниження поточного пластового тиску за певний проміжок часу (в добах).

Час визначається за формулою

$$t = \frac{P_{пл} - \Delta P_{к}}{\Gamma_{м}},$$

де: t – час безаварійної експлуатації, днів;

$P_{пл}$ – поточний пластовий тиск, МПа;

$\Delta P_{к}$ – критична депресія, МПа;

$\Gamma_{м}$ – градієнт зниження поточного пластового тиску за певний проміжок часу, МПа/добу.

Таким чином, у даній статті запропоновані певні заходи щодо закладання експлуатаційних свердловин з метою збільшення терміну їх роботи:

1) регулювання об'ємів нагнітання води в поклад та зниження тиску закачування води при низьких тисках розуцільнення порід;

2) утримання від будівництва нагнітальних свердловин у зонах підвищеної тріщинуватості гірських порід (склепіння, зони дроблення тектонічних порушень);

3) зміцнення експлуатаційних колон свердловин на стратиграфічних границях воротищенських, поляницьких та менілітових відкладів, а також в місцях залягання чистої солі або дуже засоленних глин та в зонах проходження тектонічних порушень.

Література

1. Гоптарьова Н.В. Геолого-фізичні чинники деформаційних процесів породних масивів і експлуатаційних колон свердловин нафтогазових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину: Дис... к.г.н. – Івано-Франківськ, 2003. – 178 с.

2. Способ разработки неоднородной многопластовой крутопадающей и снизу тектонически экранированной нефтяной залежи: А.с. 733332 СССР. МКИ² Е 21 В 43/20 / Н.Н.Гунька, М.И.Бучковская (СССР). – 4 с., ил. ДСП.

3. Малыхин М.Я., Тердовидов А.С. Прогнозирование критериев смятия обсадных колонн скважин // Нефтяная и газовая промышленность. – 1992. – №1. – С.32-34.