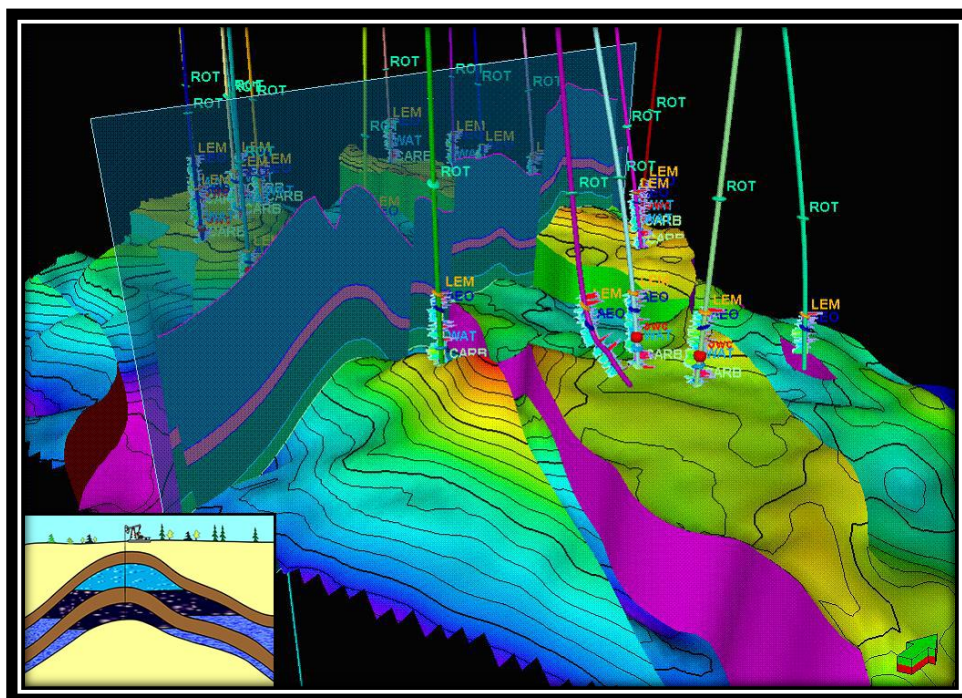


Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
Український науково-дослідний інститут природних газів



ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

МАТЕРІАЛИ
ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

м. Харків, 28 грудня 2023 р.

Харків
2023

УДК 553.981+553.982(082)

Г36

Реєстраційне посвідчення у ДНУ «Укр ІНТЕІ» МОНУ України
(№790 від 14 грудня 2020 р.)

*Затверджено до друку рішенням
Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(Протокол № 2 від 25.12.2023 р.)*

Редакційна колегія: В.А. Пересадько, д.геогр.н., проф. (голова редакційної колегії), І.М. Фик, д.техн.н., проф. (заступник голови редакційної колегії), В.Г. Суярко, д.геол.-мін.н., проф., І.В. Височанський, д.геол.-мін.н., проф., А.В. Матвеев, д.геол.н., доц., А.Й. Лур'є, д.геол.-мін.н., проф., О.В. Барташук, к.геол.н., ст.наук.співроб., О.О. Клевцов, к.геол.н., доц., О.В. Чуєнко, зав. лаб.

Адреса редакційної колегії: Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, м. Свободи, 4, м. Харків, 61022, к. 1-34, e-mail: geology@karazin.ua

Геологія нафти і газу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції студентів та аспірантів (28 грудня 2023 року, м. Харків) / Гол. ред. колегії В.А. Пересадько. – Харків: ТО Ексклюзив, 2023. –154 с.

Тексти представлено у авторській редакції. Автори несуть повну відповідальність за зміст доповідей, а також добір, точність наведених фактів, цитат, власних імен та інших відомостей.

Публікації пройшли внутрішнє рецензування.

ISBN 978-617-7666-43-0

© Харківський національний університет
імені В.Н. Каразіна, оформлення, 2023.

Зміст

| | |
|---|----|
| <p>Анонс студентської сесії конференції AAPG Europe Regional Conference (28-29.05.2024, м. Краків, Польща) (Сергій Левонюк, начальник відділу регіональних геологічних досліджень УкрНДІгазу).</p> <p>Представлення роботи SPE Kharkiv Students Chapter (Сергій Левонюк, начальник відділу регіональних геологічних досліджень УкрНДІгазу).</p> | |
| ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ | |
| СЕКЦІЯ 1 | |
| НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ | |
| <p>Курочка Р.Д. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) РАДІАЛЬНА ФІЛЬТРАЦІЯ НАФТИ ТА ГАЗУ В ПОРОВОМУ СЕРЕДОВИЩІ</p> | 12 |
| <p>Хрущов Д.Ю. Національний технічний університет «Харківський політехнічний університет» (кер. доцент Римчук Д.В.) ДОСЛІДЖЕННЯ МІЖКОЛОННИХ ТИСКІВ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИНАХ</p> | 14 |
| <p>Бринчак А.В. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) ПРИЧИНИ КОРОЗІЇ ПІДЗЕМНОГО ОБЛАДНАННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН</p> | 19 |
| <p>Редька Є.П. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) АНАЛІЗ СИСТЕМ ДИСТАЦІЙНОГО КОНТРОЛЮ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН В НАФТОГАЗОВИДОБУВНІЙ ГАЛУЗІ</p> | 23 |

| | |
|---|----|
| <p>Довгополов О.О. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) АНАЛІЗ ПРИЧИН НЕГЕРМЕТИЧНОСТІ ЗАСУВОК ФОНТАННИХ АРМАТУР</p> | 27 |
| <p>Пушкар В.В. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) АНАЛІЗ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ, ЩО МОЖУТЬ ВИНИКНУТИ ЧЕРЕЗ ПОРУШЕННЯ ПРАВИЛ МОНТАЖУ ГИРЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ</p> | 32 |
| <p>Бахшієв Ф.В. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) АНАЛІЗ РІДИН ВИКОНАННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА</p> | 36 |
| <p>Яцун В.С. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) НЕТРАДИЦІЙНИЙ ГАЗ</p> | 39 |
| <p>Пивоваров А.В. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) ПРОБЛЕМИ МОДЕЛЮВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ФІЛЬТРАЦІЇ ФЛЮЇДІВ У ПОРИСТИХ СЕРЕДОВИЩАХ</p> | 42 |
| <p>Чаговец А.С. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. ст.викладач Сердюкоова О.О.) ЗАГАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ РОЗРОБКИ ТА ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ІЗ ПОКЛАДІВ ЩІЛЬНИХ КОЛЕКТОРІВ</p> | 47 |

СЕКЦІЯ 2

РЕГІОНАЛЬНА ГЕОЛОГІЯ

| | |
|--|----|
| <p>Тарасенко Є.І. <i>Національний технічний університет</i> <i>«Харківський політехнічний інститут»</i> <i>(кер. д.т.н., проф. Фик І.М.)</i> ВПЛИВ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВ НА ГАЗО І КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ</p> | 51 |
| <p>Владимиров Р.В. <i>Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна</i> <i>(кер. д.т.н., проф. Фик І.М.)</i> ПРОГНОЗУВАННЯ ЗАЛИШКОВОЇ ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ ТА ОЦІНЮВАННЯ ГАЗОВІДДАЧІ ПЛАСТУ</p> | 54 |
| <p>Фик І.М. <i>Національний технічний університет</i> <i>«Харківський політехнічний інститут»</i> <i>(кер. конд.геологічних наук, Кривуля. С.В.)</i> ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ВІДНОВЛЕННЯ ТА СТАБІЛІЗАЦІЇ ВИДОБУТКУ ГАЗУ НА ПРИКЛАДІ ШЕБЕЛИНЬСЬКОГО ГКР</p> | 63 |
| <p>Рябих Б.В. <i>Національний технічний університет</i> <i>«Харківський політехнічний інститут»</i> <i>(кер. д.т.н., проф. Фик І.М.)</i> ВПЛИВ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВ</p> | 70 |
| <p>Сидоров Д. <i>Національний технічний університет</i> <i>«Харківський політехнічний інститут»</i> <i>(кер. д.т.н., проф. Фик І.М.)</i> ВПЛИВ ПРИРОДНИХ РЕЖИМІВ РОЗРОБКИ</p> | 74 |
| <p>Костенко М. <i>Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна</i> <i>(кер. д.т.н., проф. Фик І.М.)</i> ЗАЛЕЖНІСТЬ ПРОНИКНОСТІ ВІД ПОРИСТОСТІ</p> | 79 |

| | |
|--|-----|
| <p>Михайленко А.А. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) ОЦІНКА ПОТЕНЦІАЛУ ТРАНСФОРМАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ЄФРЕМІВСЬКОГО РОДОВИЩА В ГЕОТЕРМАЛЬНИЙ ФОН</p> | 83 |
| <p>Мазуркевич А.А. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) ГЕОЛОГІЧНІ ТА ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ-КЛЮЧ ДО ВИЯВЛЕННЯ НОВИХ РОДОВИЩ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ</p> | 88 |
| <p>Ярошенко А.М. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. професор Лур'є А.Й.) ДОСЛІДЖЕННЯ КЕРНУ З МЕТОЮ ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ ПЛОЩ ЗАХІДНОГО РЕГІОНУ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ CO₂</p> | 90 |
| <p>Антонов О.В. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. професор Лур'є А.Й.) АНАЛІЗ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВУЛКАНОГЕННИХ ПОРІД ЯК ПОТЕНЦІАЛЬНИХ ОБ'ЄКТІВ ДЛЯ ГЕОЛОГІЧНОГО ЗБЕРІГАННЯ CO₂</p> | 94 |
| <p>Шакота Д.Ю. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. доктор геологічних наук. професор Матвеев А.В.) ВПЛИВ НЕЗАКОННОГО ВИДОБУТКУ БУРШТИНУ НА НАДРА</p> | 98 |
| <p>Маслов О.М. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. доктор геологічних наук. професор Матвеев А.В.) ПЕРСПЕКТИВИ УДОСКОНАЛЕННЯ СТРАТИГРАФІЧНОЇ СХЕМИ ВЕРХНЬОЇ КРЕЙДИ ВОЛИНИ</p> | 100 |
| <p>Лесняк М.О. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. професор Удалов І.В.) ОСОБЛИВОСТІ МОНІТОРІНГОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВОДНОГО СЕРЕДОВИЩА У РАЙОНАХ РОЗТАШУВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ</p> | 101 |

| | |
|--|-----|
| <p>Ніконенко О.М. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. доктор геологічних наук. професор Матвеев А.В.) АНАЛІЗ СТУПЕНЮ ВИВЧЕНОСТІ ЮРСЬКИХ ОСТРАКОД ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ</p> | 104 |
| <p>Райна О.С. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. доктор геологічних наук. професор Матвеев А.В.) АЛЬБ-СЕНОМАНСЬКИЙ ЕТАП РОЗВИТКУ ФОРАМІНІФЕРІВ ПОДІЛЛЯ</p> | 106 |
| <p>Саламашенко І.М. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. доктор геологічних наук. професор Матвеев А.В.) ВАПНЯНИЙ НАНОПЛАНКТОН КРЕЙДИ ВОЛИНО-ПОДІЛЬСЬКОЇ ПЛИТИ ТА ІСТОРІЯ ЙОГО ДОСЛІДЖЕННЯ</p> | 107 |
| <p>Ступаченко Я.І. Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна (кер. доктор геологічних наук. професор Матвеев А.В.) КОМПЛЕКСИ СЕРЕДНЬОГІРСЬКИХ ФОРАМІНІФЕР ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ</p> | 108 |

СЕКЦІЯ 3

РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

| | |
|--|-----|
| <p>Степанов І.Г. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ПОНИЖЕННЯМ РІВНЯ РІДИНИ ЗА ДОПОМОГОЮ АЗОТНИХ УСТАНОВОК</p> | 110 |
|--|-----|

| | |
|--|-----|
| <p>Брагуца В.А. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. доцент Римчук Д.В.) РОЗРАХУНОК ПРОЦЕСУ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН З НЕПОВНИМ РІВНЕМ РІДИНИ</p> | 114 |
| <p>Леонтєва Н.В. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) СПОСОБИ ЗАПОБІГАННЯ ВИПАДІННЮ КОНДЕНСАТУ У ПЛАСТІ</p> | 119 |
| <p>Пелих Д.М. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ШЛЯХОМ ПЕРЕПУСКУ ВИСОКОНАПІРНОГО ГАЗУ</p> | 124 |
| <p>Половинка В.Ю. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) ПІДВИЩЕННЯ КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ШЛЯХОМ ПЕРЕПУСКУ ВИСОКОНАПІРНОГО ГАЗУ</p> | 128 |
| <p>Шевєрдін О.С. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) ПЕРСПЕКТИВНИЙ СПОСІБ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ ОБЛЯМІВОК В УМОВАХ ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ</p> | 132 |
| <p>Трохимчук І.М. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) ПЕРСПЕКТИВНІ СПОСОБИ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ ОБЛЯМКІВ В УМОВАХ ВИСНАЖЕННЯ</p> | 135 |

| | |
|---|------------|
| <p>Веретеннікова Д.О. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) СПОСІБ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ З ПІДТРИМАННЯМ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ДЛЯ РІЗНОПРОНИКНИХ ПЛАСТІВ РОЗДІЛЕНИХ ПЕРЕТИНКОЮ</p> | <p>138</p> |
| <p>Лата Д.А. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) САЙКЛІНГ-ПРОЦЕС ДЛЯ РІЗНОПРОНИКНИХ ПЛАСТІВ КОНТАКТУЮЧИХ І ГАЗОДИНАМІЧНО ВЗАЄМОДІЮЧИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПЛАСТІВ</p> | <p>141</p> |
| <p>Януш А.С. Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (кер. д.т.н., проф. Фик І.М.) СПОСІБ РОЗРОБКИ КОНДЕНСАТНИХ ВАЛІВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ</p> | <p>149</p> |

Анонс студентської сесії конференції AAPG Europe Regional Conference (28-29.05.2024, м. Краків, Польща) (Сергій Левонюк, начальник відділу регіональних геологічних досліджень УкрНДІгазу).

Представлення роботи SPE Kharkiv Students Chapter (Сергій Левонюк, начальник відділу регіональних геологічних досліджень УкрНДІгазу).



Kharkiv SPE Students chapter – харківська студентська секція союзу нафтогазових інженерів (SPE) на базі кафедри видобування нафти, газу та конденсату НТУ «ХПІ». Члени секції поширюють серед студентів інформацію у галузі розвідки, розробки та видобутку нафти і газу, а також пов'язаних з ними технологій. Ми організуємо активності для студентів: цікаві лекції та воркшопи від професіоналів нафтогазової галузі, знаходимо цікаві конференції, в яких можна брати участь та показати себе, як спеціаліста нафтогазової галузі, та допомагаємо студентам прийняти участь в них та ін. Наша спілка також допомагає знайти стажування чи роботу, коли є така можливість. На цей навчальний рік у нас заплановано багато нового та цікавого. Тож запрошуємо усіх бажаючих приєднатись до нашого чаптеру! Деталі – за контактами нижче.

Phone number:
+380506494805
Email:
kharkivspe@gmail.com

28-29 травня 2024 року пройде AAPG 2024 Europe Regional Conference, регіональна європейська геологічна конференція з прицілом на геологію Польщі та України. Серед організаторів конференції – АТ «Укргазвидобування».

У рамках конференції відбудеться студентська секція, куди запрошуються також українські студенти з цікавими науковими роботами на англійській мові. Дедлайн подачі анотацій робіт – 2 лютого 2024 р. Тематика робіт вказана нижче. Організатори конференції наразі активно шукають спонсорів для участі українських студентів в конференції (проїзд, проживання, оплата участі). За усіма питаннями – звертайтеся до нашої спілки Kharkiv SPE Students chapter.



Call for Abstracts

Submissions Deadline: **2 February 2024**

Technical Themes

- Exploration in rift basins and passive margins globally
- Reviving mature fields and looking for new geenergy plays
- Siliciclastic reservoirs: exploration and exploitation
- Carbonates and fractured reservoirs: exploration and exploitation
- Fault reactivation and inversion tectonics
- Exploration in fold-and-thrust belts and foreland basins: the last frontier?
- Salt tectonics: case studies from rift basins and folded belts
- Advanced geophysical technologies and machine learning in geoscience
- The European energy transition: CCUS, geothermal energy, hydrogen storage and natural hydrogen exploration
- Petroleum systems elements: modelling from prospect- to basin-scale
- History of petroleum geosciences
- Student sessions

Submit at
erc.aapg.org

For more
information,
please contact:

Katie Steibelt
Senior Event
Manager
ksteibelt@aapg.org



З повагою: *Сергій Левонюк, начальник відділу регіональних геологічних досліджень УкрНДІгазу).*

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

СЕКЦІЯ 1 НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ

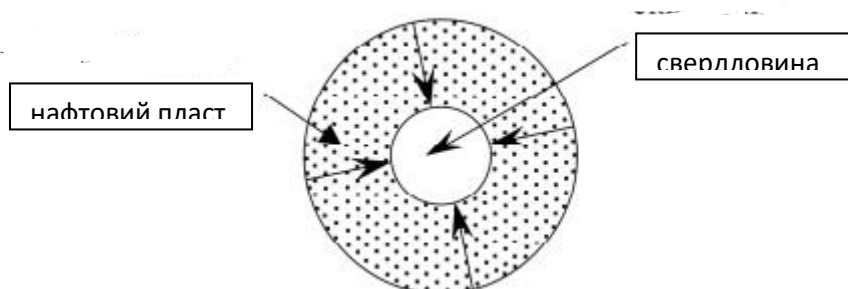
Радіальна фільтрація нафти та газу в поровому середовищі

Курочка Р.Д. -студент
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.
Керівник- д.т.н. Фик.І.М.

Анотація. Представлена коротка характеристика оцінки радіальної фільтрації нафти та газу в поровому середовищі.

Ключові слова. Проникність, закон Дарсі, пористість, фільтрація.

Радіальна фільтрація - це процес проникнення нафти та газу через пористу середину, де рух речовини відбувається в напрямку від центру до периферії. Цей процес може мати велике значення для видобутку нафти та газу, оскільки впливає на їх розподіл та продуктивність у пластах. Процес припливу пластових флюїдів із пласта в свердловину описується моделлю радіальної фільтрації. У цьому випадку зразок породи представляється у вигляді циліндричного кільця з провідними каналами осьовому напрямку.



Площа бічної поверхні циліндра позначимо через (F) і оцінюється як:

$F=2\pi rh$. Для оцінки проникності гірських порід зазвичай користуються

лінійним законом фільтрації Дарсі. Дарсі в 1856 році, вивчаючи протягом води через піщаний фільтр встановив залежність швидкості фільтрації

рідини від градієнта тиску. Відповідно до рівняння Дарсі, швидкість фільтрації води в пористої середовищі пропорційна градієнту тиску. Таким чином, рівняння Дарсі для радіальної фільтрації нафти (пластової води) матиме такий вигляд:

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_{np} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta r} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \cdot \int_{r_a}^{r_n} \frac{dr}{r} = \frac{k_{np}}{\mu} \int_{P_a}^{P_n} dP$$

Звідси дебіт при радіальній фільтрації рідини:

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \ln \frac{r_n}{r_a}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot (P_n - P_a)}$$

Фізичний сенс розмірності проникності - це площа перетину каналів пористого середовища, через які йде фільтрація.

Існує кілька типів каналів:

- Субкапілярні;
- Капілярні;
- Тріщини;
- Розриви.

Таким чином, коефіцієнт проникності при радіальній фільтрації рідини:

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \ln \frac{r_n}{r_a}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot (P_n - P_a)}$$

При фільтрації газу:

$$k_{np} = \frac{\mu_c Q_z \ln \frac{r_n}{r_a}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (p_n - p_a)} = \frac{\mu_c Q_0 \ln \frac{r_n}{r_a}}{\pi \cdot h \cdot (p_n^2 - p_a^2)}$$

За характером проникності (класифікація Теодоровича Г. І.) розрізняють колектора:

- Рівномірно проникні;
- Нерівномірно проникні;
- Тріщинуваті.

За величиною проникності для нафти виділяють 5 класів колекторів:

1. дуже добре проникні (> 1);
2. добре проникні (0,1-1);
3. середньо проникні (0,01-0,1);
4. слабопроницаємих (0,001-0,01);
5. плохопроніцаємих ($< 0,001$).

Для класифікації колекторів газових родовищ використовують 1-4 класи колекторів.

1.3.5 Залежність проникності від пористості

Теоретично, для добре відсортованого матеріалу (пісок мономіктовий) проникність не залежить від пористості. Для реальних колекторів в загальному випадку більш пористі породи є більш проникними.

Список використаних джерел: 1. *Петрофізика нафтогазових колекторів і флюїдоупорів: підручник / І. М. Фик, С.І. Горелик, Я. О. Расвський; під ред. І.М. Фика. - Харків: 2015. - 30 с.* 2. *Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 120 с.* 3. *Соболь В. В. Напрямки вдосконалення технології гідропіскоструминної перфорації газоконденсатних покладів / В. В. Соболь // Проблеми нафтогазової промисловості : збірник наукових праць. – Київ, 2005. – № 2. – С. 171-173.*

ДОСЛІДЖЕННЯ МІЖКОЛОННИХ ТИСКІВ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

**Хрущов Д.Ю. - аспірант НТУ«ХП».
Керівник- к.т.н. Римчук Д.В.**

Анотація: міжколонні тиски в нафтогазових свердловинах є важливими для безпеки та ефективної експлуатації. Методи контролю та ліквідації, разом з причинами їх виникнення, детально розглядаються для забезпечення стабільності видобутку.

Ключові слова: міжколонні тиски, нафтогазові свердловини, контроль, безпека, ліквідація.

Міжколонні тиски, є тисками, що виникають між експлуатаційною колоною та технічною колоною під час їхньої експлуатації. Міжколонні тиски мають важливе значення для безпеки та оптимальної роботи нафтогазових свердловин, і їх контроль є важливою частиною видобувних операцій.

Свердловини з міжколонним тиском розподіляються за його величиною: величина міжколонного тиску менше ніж 1 МПа, величина міжколонного тиску від 1 до 2 МПа та величина міжколонного тиску більше ніж 2 МПа. Також, за постійним дебітом газу з міжколонного простору: до 10 н.м³/доб, від 10 до 50 н.м³/доб, та понад 50 н.м³/доб.

Величина міжколонних тисків контролюється геологічною (оперативно-виробничою) службою нафтогазового промислу. Для контролю за дотриманням умов експлуатації свердловини з міжколонним тиском необхідно періодично проводити комплекс промислових геофізичних, газогідродинамічних та геохімічних досліджень, склад комплексу промислових досліджень включає такі роботи:

- візуальний огляд з контролем загазованості повітря в шахті свердловини.
- технічне обстеження свердловини;
- заміри значень тиску $P_{тр}$, $P_{зтр}$, $P_{мк}$;
- заміри і визначення постійного дебіту газу з міжколонного простору;
- визначення герметичності цементного кільця та міжколонного простору;
- визначення об'єму міжколонного простору, вільного від цементу;
- зняття кривих відновлення тиску (Рис.1);
- газова зйомка в районі знаходження свердловини з міжколонним тиском.

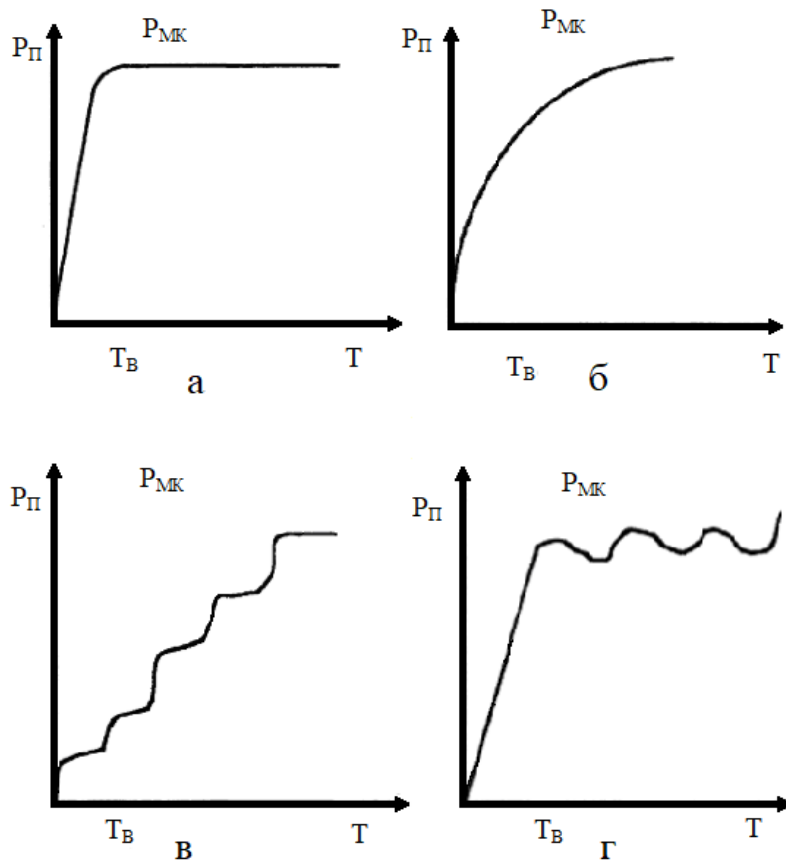


Рис.1 – а – Крива відновлення міжколонного тиску при негерметичності пакерних ущільнень колонної головки; б – крива відновлення міжколонного тиску при негерметичних різьбових з'єднаннях експлуатаційної колони; в – крива відновлення міжколонного тиску при порушенні суцільності цементного каменю; г – крива відновлення міжколонного тиску при негерметичності проміжної колони.

Дослідження, що спрямоване на встановлення факторів, які призводять до утворення міжколонних тисків газу, розглядається в п'яти послідовних етапах:

–реєструється динаміка зміни міжколонних тисків від нуля до максимального значення під час експлуатації свердловини на постійному технологічному режимі і при зупинках свердловини для набору статичного тиску;

–виконується дослідження зв'язку міжколонного простору між експлуатаційною і технічною колонами та затрубним простором свердловини;

–визначається період відновлення тиску газу в міжколонному просторі (будується крива відновлення тиску у міжколонному просторі) з нуля до максимального значення (не допускається ріст P_{mk} більше 80% тиску останнього опресування попередньої технічної колони, при умові $P_{mkmax} = P_{оп.ек}$, тиск з міжколонного простору стравлюють до нуля);

–вимірюється час стравлювання максимальної величини тиску газу з міжколонного простору до нуля;

–вимірюється вільний дебіт газу з міжколонного простору, проводиться відбір проб флюїду з міжколонного простору для хімічного аналізу його складу (при наявності таких).

Міжколонні тиски виникають у нафтогазових свердловинах по декільком причинам (Рис.2), що створюють різницю в тиску між різними областями внутрішнього об'єму свердловини та поза нею, вони можуть бути контрольовані та використані для регулювання видобутку нафти і газу з пласту.

До основних методів ліквідування міжколонних тисків відносять наступні:

–заміна пакеруючого елемента в пакеруючому вузлі колонної обв'язки;
–відновлення герметичності експлуатаційної колони шляхом застосування способу "ковзаючого тампонування" з використання герметизуючих сумішей;

–відновлення герметичності цементного каменю в міжколонному просторі за експлуатаційною колоною.



Рис.2 – Причини виникнення міжколонних тисків

Висновок: Міжколонні тиски в нафтогазових свердловинах можуть виникати з багатьох причин, їх контроль та вивчення через промислові дослідження є обов'язковим для забезпечення стабільності видобутку та зниження ризиків. Ліквідування міжколонних тисків може вимагати різноманітних технічних заходів, що направлені на відновлення герметичності міжколонного простору.

Список використаних джерел: 1. Фик І.М., Римчук Д.В. *Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки* – Харків: ТО Ексклюзив, 2014. - 299 с. 2. В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. *Довідник з нафтогазової справи.* – Львів, 1996 – 619 с.

Причини корозії підземного і надземного обладнання нафтогазових свердловин

Бринчак А.В. – студент
НТУ «ХП».
Керівник- к.т.н. Римчук Д.В.

Природний газ, що видобувається на родовищах України, являє собою складну суміш газів, що складається з граничних вуглеводнів (алканів) C_nH_{2n+2} , N_2 , CO_2 , H_2S , інертних газів Ar , He та ін, а також вуглеводнів неграничного ряду, сірчано-органічних з'єднань, меркаптанів та інших домішок. Одним з небагатьох супутників його є волога, і найчастіше по мірі просування газу по свердловині вона перетворюється у водний конденсат.

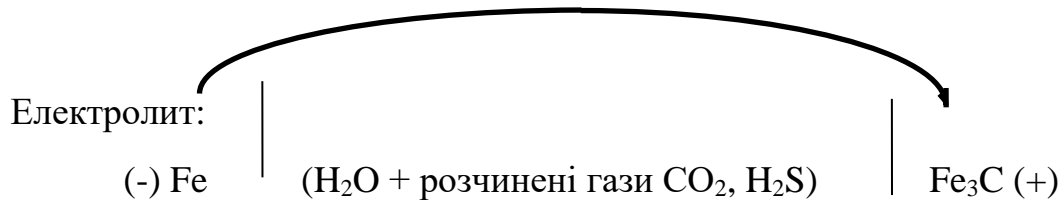
Самі по собі волога, водний конденсат і мінералізована вода на кілька порядків більш слабкі корозійно-активні компоненти в порівнянні з поєднанням їх з CO_2 , H_2S або з обома газами. Тому особливу увагу треба приділяти оцінці корозійної активності сировинного газу за наявності трьох останніх поєднань.

Вуглекислий газ і сірководень, присутні в продукції свердловин, інтенсивно розчиняються у воді, утворюючи відповідно вугільну та сірководневу кислоти, які дисоціюють з утворенням іонів: H^+ , HCO_3^- , CO_3^{2-} , HS^- і S^{2-} (водневий показник рН розчину при цьому знижується). Тим самим створюються умови для виникнення і розвитку корозії, що відбувається в середовищі електроліту або електрохімічної корозії.

Метали і сплави, завжди хімічно і фізично неоднорідні, складаються з комплексу анодних і катодних ділянок, що представляють собою мікроскопічні гальванічні пари. Корозія в електроліті протікає на межі «метал-електроліт», в результаті електрони від більш активного (у ряді напруг стоїть лівіше) металу переходять до менш активного. Таким чином, більш активний метал окислюється. У електрохімічному процесі він є анодом, тому процес його окислення називається анодним розчиненням. На

поверхні ж менш активного металу (катода) відновлюється водень з електроліту.

У сталях основною домішкою заліза є карбід заліза Fe_3C (цементит). Це з'єднання менш активно, ніж залізо. Утворені численні мікрогальванічні елементи можна представити схемою:



Залізо тут виконує роль анода і розчиняється, а вкраплення цементиту служать катодом: на них виділяється водень.

Отже, розчиняючись у воді в значних кількостях, вуглекислий газ і сірководень обумовлюють різке підвищення корозійної активності розчину, одним з механізмів проявів якої є розчинення анодних ділянок металів і сплавів.

При рівній концентрації CO_2 поєднання його складу з водним конденсатом більш небезпечно, ніж з мінералізованою водою. Однак поєднання води в будь-якому вигляді з H_2S становить більшу небезпеку.

Сірководень агресивно впливає на бурильні, обсадні і насосно-компресорні труби, гирлове та промислове обладнання, кордуючі метали— до втрати ними несучої здатності. Він взаємодіє з промивальними розчинами, погіршуючи їх якість і, як наслідок, викликає ускладнення при експлуатації нафтових і газових свердловин. Особливо небезпечний сірководень при проявах і відкритих викидах.

При корозії деталей гирлового обладнання, що контактують з сірководнем, особливо проявляється дія другого механізму корозійного руйнування - це так зване "водневе охрупчування і сульфідне розтріскування". Водень, який відновлюється на катодній ділянці в атомарному вигляді, спочатку адсорбується на поверхні катода, а потім, завдяки своїй високій проникаючій здатності, дифундує в глибину металу,

головним чином по межах зерен. Такий виборчий характер дифузії водню в метал зумовлює виникнення значних локальних концентрацій водню в окремих ділянках об'єму металу. В результаті накопичення атомів водню в структурі між атомами металу утворюються молекули водню, які, створюючи високі внутрішні тиски, утворюють мікротріщини, що призводять до охрупчування.

Швидкість корозії сталей зростає при збільшенні парціального тиску H_2S і CO_2 , що є функцією загального тиску природного газу та об'ємного вмісту цих газових компонентів у продукції свердловин. За деякими літературними джерелами швидкість корозії сталей зростає прямо пропорційно збільшенню вмісту сірководню і двоокису вуглецю в газі при невеликих парціальних тисках в інтервалі температур 21-65,5 °С. Тому при виборі матеріалу обладнання за кордоном враховують вміст CO_2 і H_2S в газі та їх парціальний тиск.

За даними досліджень, вуглекислотна корозія можлива при парціальному тиску CO_2 - $P_{CO_2} > 0,021$ МПа, а при $P_{CO_2} > 0,21$ МПа корозія завжди неминуча. При наявності CO_2 і H_2S корозія може з'явитися при низькій концентрації сірководню (0,1 мг/л) в газі, воді і низькому його парціальному тиску - 10^{-4} МПа (як правило, парціальний тиск сірководню становить кілька одиниць МПа). Така відмінність корозійних активностей CO_2 і H_2S пов'язана, вочевидь, з особливостями розчинення цих газів у воді і різною стійкістю їх електrolітів. Крім того, корозійна активність сірководню обумовлена також його роллю постачальника водню в зону протікання електрохімічних процесів.

Швидкість корозії залежить також від температури газового середовища. Незважаючи на зниження концентрації CO_2 у воді, з підвищенням температури корозійна активність розчину збільшується.

Запобігти корозії обладнання в нафтогазових свердловинах можна тільки шляхом аналізу свердловинного середовища, правильним підбором

інгібіторів корозії та технології їх закачування у свердловину.

Головна функція інгібіторів корозії - створити захисний шар на металевих поверхнях обладнання, що утримує корозійні середовища подалі від металу.

Існують різні типи інгібіторів корозії, включаючи неорганічні і органічні сполуки. Неорганічні інгібітори, такі як хромати, молібдати та фосфати, мають високу стійкість, але часто мають недоліки щодо екологічної безпеки. Органічні інгібітори, як от аміни, аміди та тіозолі, є більш екологічно безпечними і мають хорошу ефективність проти корозії.

Закачування інгібіторів корозії виконується з використанням спеціальних устаткувань, таких як дозуючі насоси або системи дозування, які дозволяють точно контролювати концентрацію інгібіторів та їх розподіл у свердловині.

Крім того, можуть бути використані системи автоматичного впровадження інгібіторів корозії. Ці системи контролюють рівень корозії і автоматично впроваджують необхідну кількість інгібітора для підтримання захисного шару на металевих поверхнях свердловини. Це дозволяє забезпечити постійну і стабільну дію інгібітора і уникнути його недостатку або перевищення, що може негативно позначитися на ефективності захисту від корозії.

Ефективне використання інгібіторів корозії вимагає правильного дозування та моніторингу концентрації в робочих середовищах. Регулярне тестування інгібіторів на ефективність та стабільність допомагає забезпечити надійний захист від корозії. Контроль за концентрацією інгібіторів і їх періодичне поповнення є важливими кроками для збереження ефективності захисного шару.

Висновок. Основними причинами корозії підземного і надземного обладнання нафтогазових свердловин є: непроведений аналіз причин корозії надземного і підземного обладнання, неправильно вибраний інгібітор

корозії та технологія його закачування у свердловину.

Список використаних джерел:

1. Фик І.М. *Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки: [підруч. для студ. вищ. навч.закл.] / І.М. Фик, Д.В. Римчук. – Харків: ТО Ексклюзив, 2014, -299 с.*
2. Фик І.М. *Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина друга. Фонтанні арматури: [підруч. для студ. вищ. навч.закл.] / І.М. Фик, Д.В. Римчук, Б.Б. Синюк. – Харків: ТО Ексклюзив, 2015, -405 с.*

Аналіз систем дистанційного контролю роботи свердловини в нафтогазовидобувній галузі

**Редька Є.П.-студент
НТУ «ХП».**

Керівник- к.т.н. Римчук Д.В.

За вдяки проведеного аналізу сучасних систем дистанційного контролю роботи свердловини в нафтогазовидобувній галузі, з метою впровадження найбільш надійної, ефективної та економічно вигідної системи, була рекомендована система від компанії «Хоневелл».

Призначення системи.

Система призначена для збору інформації про стан технологічних параметрів гирла свердловини, і представлення її в зручному вигляді на моніторі автоматизованого робочого місця оператора (АРМ) замірно-сепараційної установки. Система передбачає вимірювання на гирлі свердловини наступних параметрів:

- тиску трубного;
- тиску затрубного;
- тиску міжколонного;
- тиску після штуцера;
- температури газу до штуцера;
- температури газу після штуцера.

З метою виявлення несанкціонованого втручання в технологічний процес також передбачена сигналізація положення засувки на вузлі глушіння та на гирлі свердловини. Система також передбачає попереджувальну та аварійну сигналізацію стану акумуляторів, наявності живлення, наявності сонячних панелей, наявності води в шафі акумуляторів, закриття дверей шафи контролю та іншого обладнання системи.

Структура та побудова системи

Вимірювання температури і тиску виконується за допомогою датчиків фірми HONEYWELL. Датчики працюють по безпроводному каналу зв'язку (ISA100). Це - безпроводний мережевий стандарт технології, що розвивається Міжнародним Суспільством Автоматизації(ISA), офіційний опис – «Безпроводні системи для промисловців».

Функції безпроводного шлюзу для передачі даних від датчиків виконує точка доступу FDAP. Точка доступу є головним вузлом самоорганізуючої безпроводної мережі. В корпусі шафи контролю знаходиться локальний програмований контролер свердловини RTU2020, фірми HONEYWELL.

Контролер RTU2020 обробляє отриману від точки доступу технологічну інформацію і з періодичністю раз в 1 хвилину передає її за допомогою промислового маршрутизатора через мережу мобільного зв'язку на АРМ (автоматизоване робоче місце оператора свердловини в приміщенні операторної ТЗСУ- тимчасової замірно-сепараційної установки).

Живлення шафи контролю (ШК) локального контролера свердловини передбачено від акумуляторних батарей. Для заряду акумуляторів використовується схема електроживлення від сонячних панелей. Сонячні панелі за допомогою зарядного пристрою заряджають блок акумуляторних батарей. Це гарантує живлення шафи контролю в цілодобовому режимі, навіть в нічну пору доби, і при найменших

значеннях сонячного випромінювання. Для забезпечення позитивного температурного діапазону блоку акумуляторних батарей він розміщений біля шафи контролю в спеціальному пластиковому колодязі під землею, нижче рівня промерзання землі.

Операторська станція (АРМ оператора) розміщена в приміщенні операторної ТЗСУ, де на комп'ютері знаходиться програмний пакет, призначений для розробки або забезпечення роботи в реальному часі систем збору, обробки, відображення та архівування інформації, про об'єкт моніторингу та управління- Система Exregion HS (SCADA-диспетчерське управління і збір даних) виробництва Honeywell або іншого виробника , головне щоб були однакові протоколи обміну даних: наприклад Modbus, або DNP 3- який має переваги перед іншими протоколами обміну даних, завдяки буферу подій, що накопичує до 200 000 подій, це дозволяє проводити моніторинг свердловин в реальному часі навіть при відсутності GPRS зв'язку протягом тривалого часу . Модем GPRS/EDGE контрий приймає від локальних контролерів свердловин інформацію по GPRS-каналі на запит операторської станції.

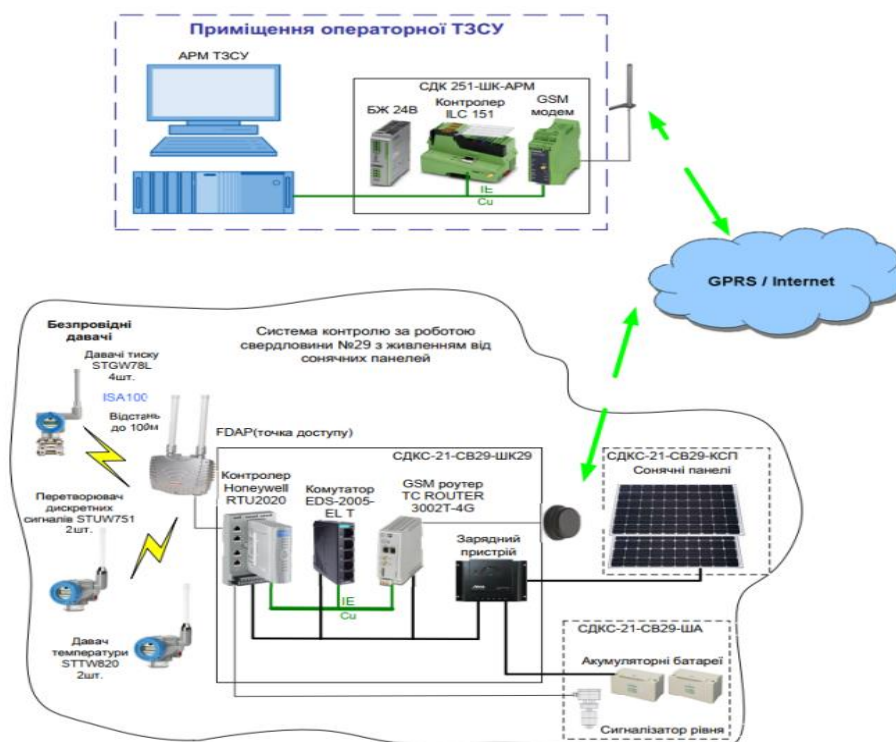


Рис1. Структура комплексу.

Структурна схема комплексу дистанційного контролю роботи свердловини за допомогою датчиків фірми HONEYWELL.

Відомості про систему:

Архітектура системи базується на промислових стандартах відкритих систем і забезпечує можливість поетапного розвитку і модернізації протягом всього життєвого циклу системи. Створювана система дистанційного контролю параметрів свердловини, передбачає можливість розширення і підключення додаткових об'єктів і легко інтегрується в існуючу систему. Взаємодія оператора з операторською станцією здійснюється у формі діалогу, в якому активною стороною є оператор. До складу системи зазвичай входять:

- шафа контролю (1 шт.);
- шафа акумуляторів (1 шт.);
- сонячна панель (2 шт.);
- безпроводні датчики тиску (4 шт.)
- безпроводні датчики температури (2 шт.);
- безпроводні перетворювачі дискретного входу/виходу (2 шт.)
- датчики положення засувки (4- 6 шт.)
- Система управління SCADA (1 шт.)

Висновок

Отже створення комплексу технічних засобів (КТЗ), для моніторингу свердловини дає наступні можливості:

Впровадження високоефективної, сучасної інформаційно-вимірювальної системи, яка забезпечує оперативність, якість і безпеку ведення технологічного процесу;

Підвищення точності вимірювання технологічних параметрів;

Зменшення витрат при експлуатації і ремонті технологічного обладнання;

Покращення оперативності дій персоналу для оптимізації відбору газу в свердловині.

Список використаних джерел:

1. Каталог обладнання Хоневелл (ресурс USB флеш карта) або електронна адреса : <https://process.honeywell.com/us/en/products/field-instruments/wireless-transmitters/smartline-wireless-transmitters/smartline-wireless-temperature>.

2. Комплексне рішення контролю роботи газових свердловин та керування режимами відбору газу- інноваційний шлях підвищення ефективності розробки родовищ та зниження робочих витрат.

Автори : Ю. Л.Фесенко , І.М.Фик , О.М.Шендрик.

Електронна адреса : Chrome

extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://core.ac.uk/download/pdf/73906448
.р

Аналіз причин негерметичності засувки фонтанних арматур

Долгополов О.О. -студент

НТУ «ХП».

Керівник- к.т.н. Римчук Д.В.

Засувки фонтанної арматури та її обв'язки забезпечують технологічний процес, фонтанну й газову безпеку під час видобування нафти та газу, а також під час освоєння, дослідження та інтенсифікації роботи свердловин. Від їх герметичності залежить безперервність процесу видобутку, достовірність даних досліджень свердловин, ефективність робіт з інтенсифікації привибійної зони пласта, недопущення забруднення навколишнього середовища флюїдами, що видобуваються, а також технологічними матеріалами, котрі використовують під час ремонту та інтенсифікації роботи свердловин.

У разі негерметичності фонтанних арматур можуть виникнути аварійні пропуски газу та нафти на гирлі свердловини, під час спалахування котрих може відбутися розтеплення всіх кріпильних деталей і виникнення відкритого палаючого фонтану.

Під час відносного руху запірних органів засувок фонтанної арматури між контактуючими поверхнями неминуче виникає тертя. Внаслідок цього вони зношуються. Інтенсивність зношування залежить від умов взаємодій пар тертя.

Процеси зношування деталей фонтанної арматури (шибер – сідло) можна кваліфікувати за швидкістю елементарних актів руйнування робочих поверхонь (табл.1). Повільні процеси руйнування мікрооб'ємів відбуваються, коли для відділення частинки поверхні потрібно досить велике число циклів або під час стабілізації процесу взаємодії, коли взагалі не відбувається відділення частинок зношення.

Таблиця 1-Класифікація зношування деталей фонтанної арматури

| № п/п | Група | Швидкість елементарних процесів руйнування | Вид зношування | Основний процес, що характеризує зношування |
|-------|-----------------------|--|--|--|
| 1 | Механічне | Повільні процеси | Утомлююче зношування | Повторно вироблене деформування що викликає утомлююче руйнування |
| 2 | Механічне | Середньої швидкості (стадійні процеси) | Зношування при крихкому руйнуванні, утомлююче малоциклічне | Поступове підвищення крихкості поверхневого шару (внаслідок наклепотім його руйнування). |
| 3 | Механічне | Середньої швидкості | Пластичне деформування | Перебіг поверхневого шару, мікродеформування під дією переда навантаження. |
| 4 | Механічне | Швидкоплинні | Абразивне зношування | Різання, дряпання твердими частинками або тілами. |
| 5 | Молекулярно-механічне | Швидкоплинне | Адгезійне зношування при заїданні | Молекулярне схоплювання і тертя, руйнування зв'язків, виривання частин |

Процеси середньої швидкості відділення елементарних мікрооб'ємів матеріалу характеризуються крихким руйнуванням поверхні шиберної пари. Причиною високої крихкості є постійне збільшення наклепу внаслідок великих питомих тисків, що ведуть до охрупчування шару.

Швидкоплинні процеси руйнування мікрооб'ємів –коли під час перших же актів взаємодії пари «шибер–сідло» відбувається відділення продуктів зношування, що призводить до великої інтенсивності процесу зносу.

Швидкоплинні процеси руйнування мікрооб'ємів приводять до великої інтенсивності процесу, і зношення як результат цих процесів відносяться до неприпустимих видів ушкоджень.

Процеси середньої швидкості відділення елементарних мікрооб'ємів матеріалів характерні при циклічних процесах руйнування. Інтенсивність таких процесів може змінюватися в широких межах, а ушкодження можуть відноситися як до допустимих, так і до недопустимих.

Повільні процеси вимагають для руйнування мікрооб'ємів досить великого числа циклів і відносяться до категорії допустимих.

Якщо під час взаємодії поверхонь мають місце умови для виникнення зношування різних видів, то протікає той, який володіє більшою швидкістю.

На рис.1 показано молекулярне схоплювання контактуючих поверхонь клінкетного шибера і сідел через прикладення надмірних зусиль під час закриття засувки та через відсутність мастила в корпусі.

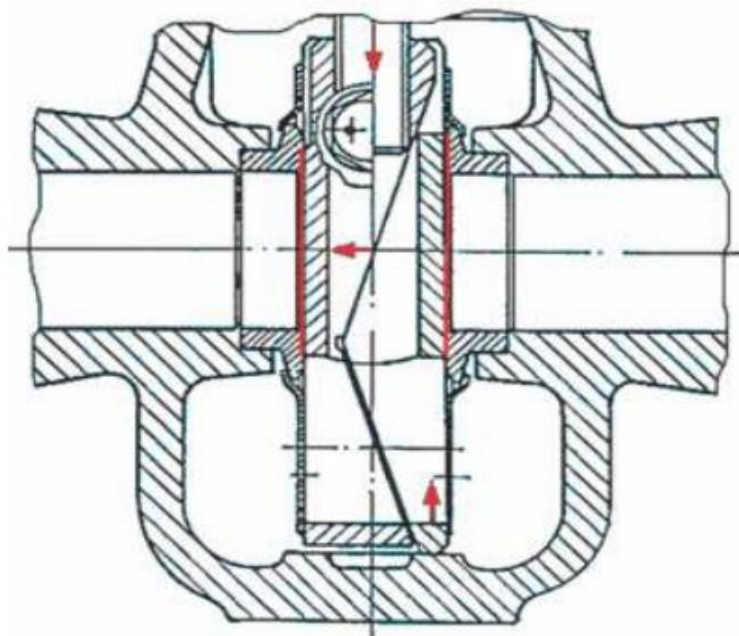


Рис.1-Молекулярне схоплювання контактуючих поверхонь клінкетного шибера і сідел

Під час відкриття засувки, у разі прикладення надмірних зусиль, що в 3–4 рази перевищують паспортні, сталося швидкоплинне руйнування зв'язків і виривання частинок шибера і сідел.

У процесі експлуатації на запірні органи засувок фонтанної арматури діє ще низка руйнівних чинників.

Це гідро-і газообразивне зношування бічних циліндричних поверхонь прохідних отворів, що має місце при відкритій засувці, та рух через неї робочого середовища. Зношення від цього чинника порівняно невелике і практично не впливає на герметичність засувки. Однак він стає досить істотним у разі нештатної ситуації, коли засувка закрита не повністю. У цьому разі вона починає працювати в режимі «штуцера», швидкість потоку робочого середовища зростає, і спостерігається так звана «щілинна ерозія», яка призводить до розмиву кромek прохідних отворів (як на шибери, так і на сідлах) і втрати придатності засувки загалом.

На рис. 2 показано гідро-і газообразивне зношування шибера і сідел через неправильне закриття засувки із плоско-паралельним шабером – прикладення надмірних зусиль під час закриття.

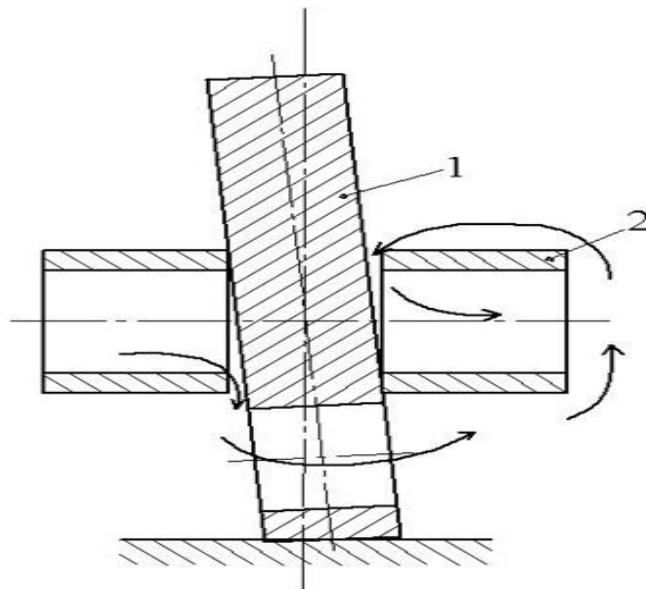


Рис.2-Шибер затиснутий між шпинделем і корпусом засувки

1– шибер; 2– сідло

Стрілками показано перетікання флюїду

Інший руйнуючий фактор –це корозія деталей під дією свердловинного середовища.

Для з'ясування причин негерметичності було досліджено більше тисячі засувок фонтанних арматур, котрі експлуатувалися на газоконденсатних свердловинах газопромислового управління «Шебелинкагазвидобування». Встановлено (рис.3),що 63% засувок негерметичні через корозію шибера і сідел, 27%–щілинну ерозію шибера і сідел,4%– механічні пошкодження,3% –рідинну ерозію і 3% –з інших причин.



Рис.3- Діаграма причин виникнення негерметичності засувок фонтанної арматури

У більшості випадків всі причини негерметичності пов'язані між собою. Спочатку кородують контактуючі поверхні шибера та сідел. Під час відкриття і закриття засувок у результаті попадання продуктів корозії на контактну площину виникає механічне пошкодження шибера та сідел, а далі через утворені щілини – ерозійне руйнування.

Під час дослідження також встановлено, що швидка втрата герметичності засувок фонтанних арматур пов'язана також із порушенням технічних умов на їх ремонт. Відновлення контактуючих поверхонь шибера та сідел часто проводиться ручним наплавленням електродами. При цьому

не досягаються необхідні твердість та корозійна стійкість контактуючих поверхонь.

Висновок. Основними причинами, внаслідок яких виникає негерметичність засувок фонтанних арматур, є порушення правил їх експлуатації та ремонту.

Список використаних джерел:

1. Фик І.М. *Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина друга. Фонтанні арматури: підруч. для студ. вищ. навч. закл. / І.М. Фик, Д.В. Римчук, Б.Б. Синюк.-Харків: ТО Ексклюзив, 2015.–405 с.*
2. Римчук Д.В. , Добровольський І.В. *Шляхи підвищення надійності устьового обладнання та його обв'язки // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць науково-дослідного інституту природних газів. Випуск 28.– Харків, 2000.–С.9-10.*
3. Добровольський І.В., Римчук Д.В., Цибулько С.В. *Підвищення герметичності запірних органів засувок фонтанних арматур // Нафтогазова галузь України, №1, 2021.-С.35-40.*

Аналіз аварійних ситуацій, що можуть виникнути через порушення правил монтажу гирлового обладнання

**Пушкар В.В.-студент
НТУ«ХП».**

Керівник - к.т.н. Римчук Д.В.

Проаналізуємо основні порушення правил монтажу колонних обв'язок типу ООК на прикладі колонної обв'язки ООКЗ.

Розглянемо ситуацію, коли при монтажі колонної обв'язки типу ООКЗ не установлені трубоутримувачі, або установлені з порушенням технології монтажу після ОТЦ.

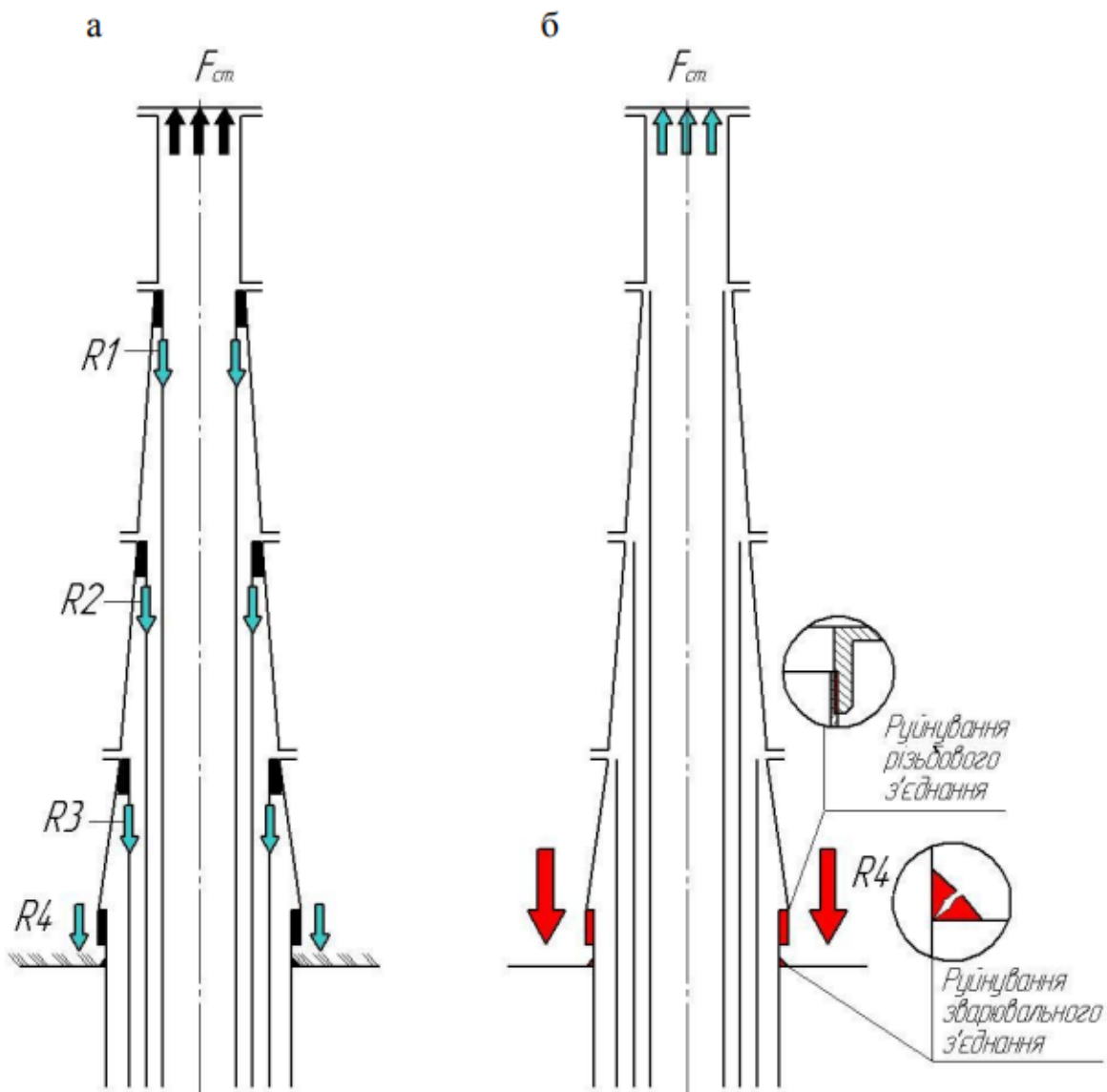
На рис. 1 показано, як розподіляється сила, що утворюється від дії статичного тиску при випробуванні свердловини на гирлове обладнання.

Реакція від дії сили статичного тиску $F_{ст}$, коли витримана технологія обв'язки гирла свердловини колонною обв'язкою, сприймається клиновими

підвісками експлуатаційної (R1), другої проміжної (R2), першої проміжної (R3), колон та різьбовим або зварювальним з'єднанням кондуктора (R4).

Рис.1- Розподіл сил від дії статичного тиску

$F_{ст}$ сприймається різьбовим або зварювальним з'єднанням кондуктора з колонною обв'язкою (рис. 1 б).



Якщо $F_{ст} > R4$, різьбове або зварювальне з'єднання кондуктора з колонною обв'язкою руйнується, і виникає відкритий фонтан.

Розглянемо другий випадок, якщо вісь бурильного інструменту, підвішеного на талевій системі, неспівпадає з віссю стовбура свердловини та гирлового обладнання (рис. 2).

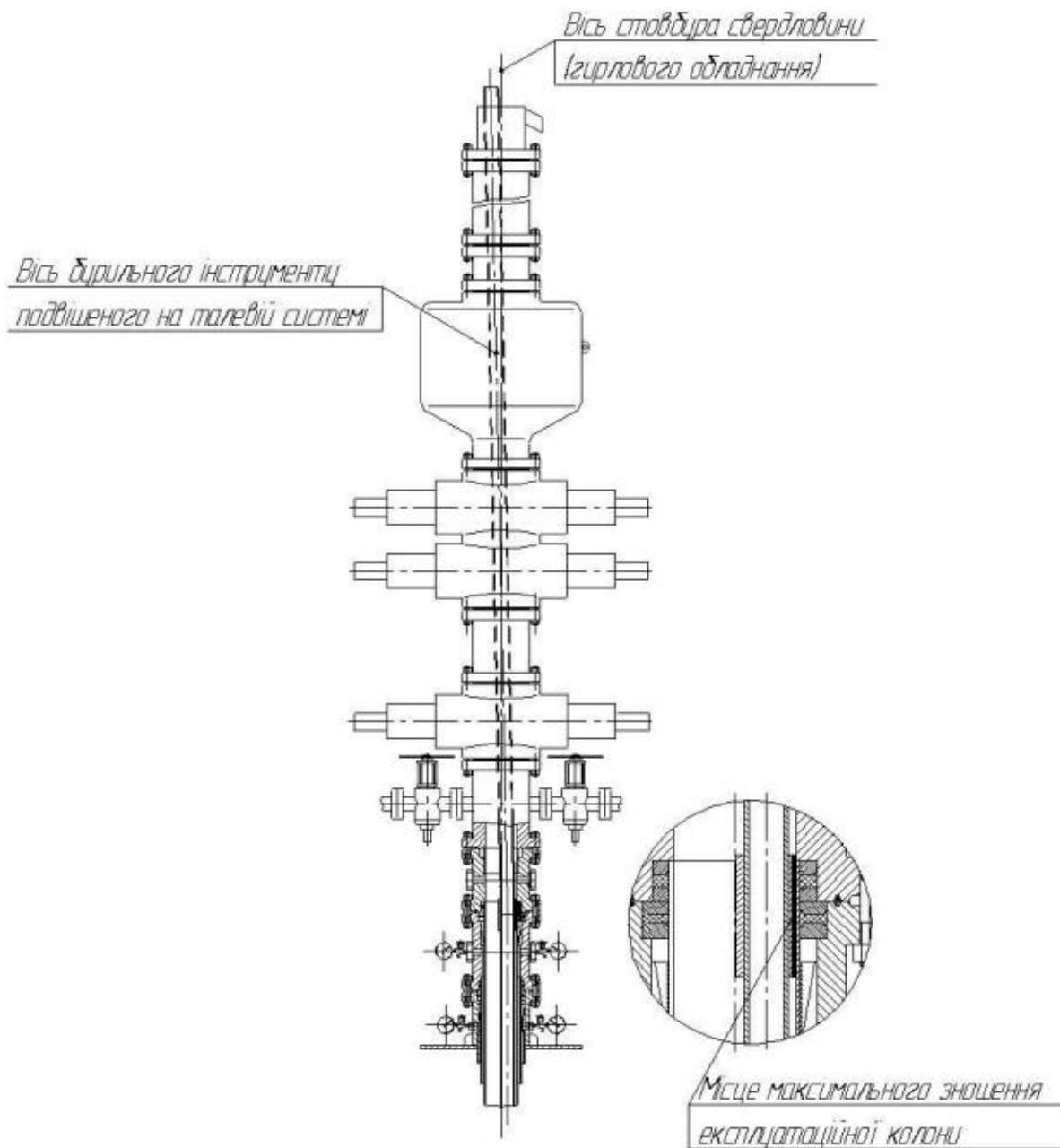
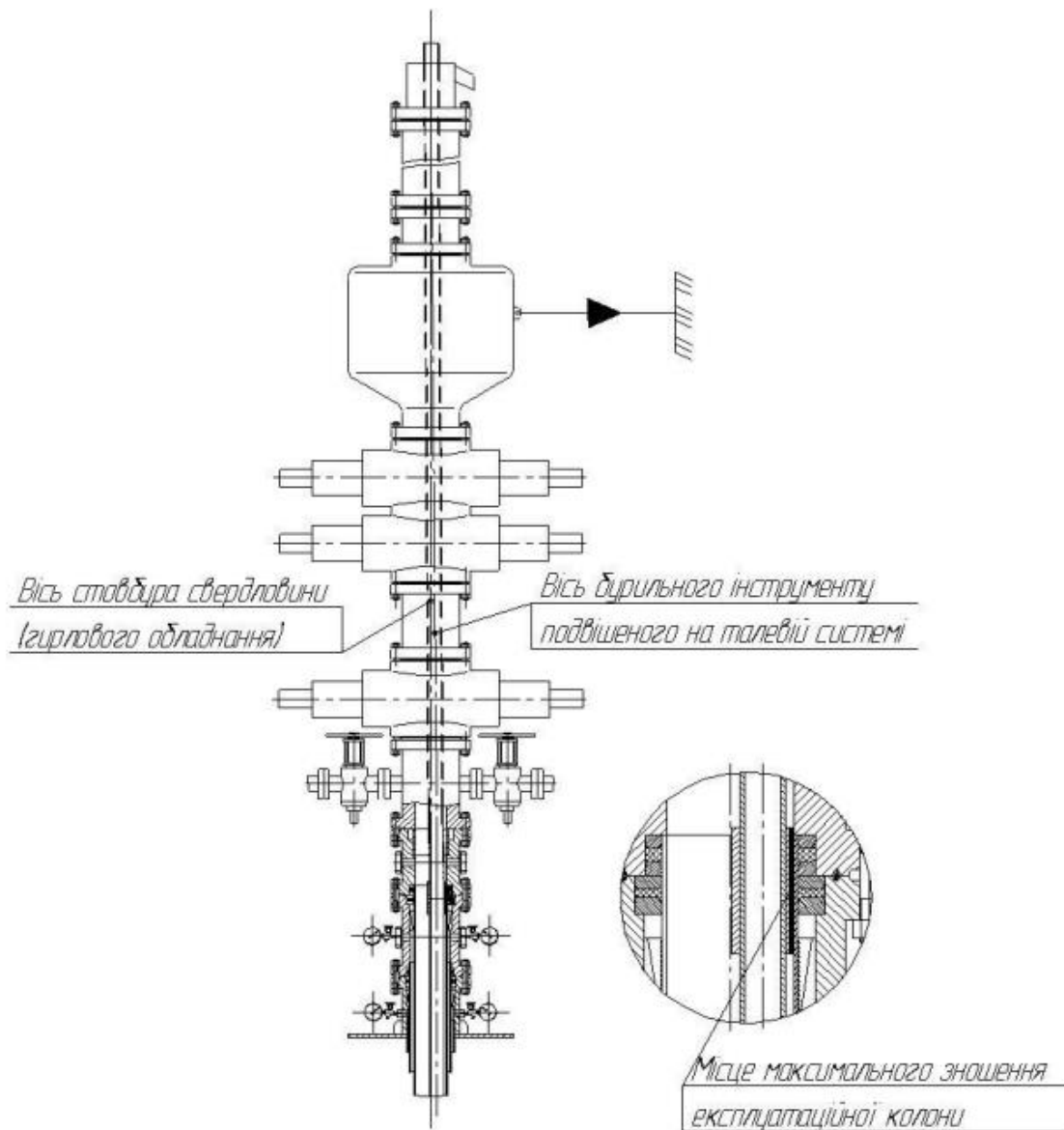


Рис.2- Відсутність співвісності бурильного інструменту та стовбура свердловини

У цьому випадку максимально буде зношуватись надпревенторна котушка, захисна втулка, установлена в корпус колонної головки, та верхня частина колони.

Чи можна запобігти зношуванню гирлового обладнання та обсадних колон при бурінні, якщо вісь бурильного інструменту неспівпадає з віссю стовбура свердловини, шляхом натягування розтяжки, яка служить для



кріплення противикидного обладнання (рис. 3)?

Рис.3- Використання розтяжки для центрування гирлового обладнання.

Використовувати розтяжку, яка служить для кріплення противикидного обладнання, для центрування гирлового обладнання відносно бурильного інструменту не слід. Так як при цьому ми не досягнемо їх співвісності і попередимо тільки зношування надпревенторної котушки, а захисна втулка та верх колони будуть зношуватись.

Для того, щоб досягти співвісності з гирловим обладнанням бурильного інструменту, підвішеного на талевій системі, необхідно за допомогою домкратів підняти визначені ноги вежі і підкласти під них проставки необхідної товщини.

Висновок: Порушення правил монтажу та експлуатації гирлового обладнання може привести до втрати його герметичності та порушення цілісності колон, і, як наслідок, до відкритого фонтанування або грифоутворення.

Список використаних джерел:

1. Фик І. М., Римчук Д. В. *Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки – Харків: ТО Ексклюзив, 2014. - 299 с.*
2. *Свердловини на нафту і газ. Вимоги до монтажу і експлуатації колонних головок при бурінні свердловин. СОУ 11.2– 30019775–141:2008 [Чинний від 26.01.2009]- К.: ДК «Укргазвидобування», 2009. – 28 с.*

Аналіз рідин для виконання гідравлічного розриву пласта

**Бахшієв Ф.З. -студент
НТУ«ХП».**

Керівник – к.т.н. Римчук Д.В.

З тих пір як компанія Halliburton провела перший комерційний гідравлічний розрив пласта (ГРП) в 1949 році, розробка спеціалізованих рідин для ГРП знаходиться постійно в центрі уваги досліджень. Компанією Halliburton розроблені нові рідини ГРП без гуару (або низького вмісту гуару), які мають назви CleanStim, PermStim та EZ-Stim, та із вмістом гуару — Hybor, SilverStim LT, pHaserFrac. Проаналізуємо дані рідини гідророзриву з метою їх впровадження в нафтогазових комплексах України.

Рідина CleanStim виготовляється з інгредієнтів харчової промисловості. До складу рідини CleanStim входять желеподібні речовини, зшиваючий агент, буфер, брейкер і ПАР. Завдяки харчовому походженню компонентів, склад є абсолютно безпечним для людей, тварин та

навколишнього середовища. Крім переваг для навколишнього середовища, порівняно із традиційними складами, рідинна система CleanStim забезпечує чудову продуктивність щодо прокачування, транспортування пропанту та збереження провідності. Лабораторні випробування показали понад 90% збереження провідності після 24 годин потоку. Дана рідина застосовна в широкому діапазоні температур, забезпечуючи час закачування до 30 хвилин при 107°C. Дана технологія застосована для ГРП з використанням як гелевого розчину, так і води. Після реакції зшивання склад CleanStim можна застосовувати для звичайної технології ГРП дією гелевого розчину. Крім цього, компоненти придатні для зниження тертя при ГРП із застосуванням води, що зазвичай виробляється для сланцевих колекторів.

Рідина PermStim заснована на перевірених реакціях зшивання, завдяки чому можна досягти точного контролю в'язкості як залежно від пласту, так і операційних потреб. Рідина PermStim практично не містить нерозчинного залишку. Рідинна система застосовна від 38°C до 135°C. Її можна використовувати і при більш високих температурах, коли враховується ефект охолодження. Переваги рідини PermStim порівняно з традиційними рідинними системами на основі гуару включають: практично відсутність нерозчинних залишків, покращене очищення свердловини, покращена проникність пакета пропанту, контрольована в'язкість.

Рідина EZ-Stim використовує технологію полімерного боратного зшивання для забезпечення продуктивності за допомогою звичайної боратної зшитої рідини вищого рівня, але з набагато меншим вмістом гуару. Технологія EZ-Stim з гідророзриву сприяє підвищенню ефективності гібридних процедур і гідророзриву довгих горизонтальних свердловин. Використовуючи на 60% менше гуару, рідинна система знижує тиск у гирлі свердловини, потребує менше гідравлічної потужності та зменшує шкідливі залишки гуарового гелю.

Рідина Hуbor – це рідина із затриманим боратним зшиванням, яка використовує гуар або гелеутворювач гідроксипропілгуар (ГПГ). Рідина

Hybor рекомендована для свердловин зі статичною температурою вибою від 52°C до 149°C і забезпечує такі робочі характеристики: рідина з високою в'язкістю, можна закачувати окремо або змішаною партією, зшита рідина відновлюється після зсуву, зшитий гелевий фільтраційний осад очищається з виділенням води, фільтрований осад можна розщепити за допомогою агентів OptiFlo II і OptiFlo III.

Рідина SilverStim LT забезпечує високу залишкову провідність і екологічність, а також спрощений вибір рідини та ціноутворення. Він розроблений для застосування при температурах від 27°C до 82°C. Стабільні фізичні властивості та мінімальне зниження провідності забезпечують такі важливі переваги:

- зменшення пошкодження тріщини завдяки ефективному розриву полімеру;

- покращена відновлена провідність, що забезпечується оптимізованими пакетами розривників. Це може допомогти досягти більшого видобутку та підвищити рентабельність інвестицій залежно від конкретних умов пласта;

- повна система зшивання забезпечує легкість закачування та покращений контроль якості та забезпечення;

- єдина ціна охоплює гель, добавки для контролю глини та брейкери;

- покращена ефективність ціноутворення дозволяє збігати запропоновані та фактичні ціни в рахунках-фактурах, навіть якщо на місці вносяться зміни в конструкцію;

- упаковка системи усуває потребу в індивідуальних хімічних заправках, зменшуючи час перегляду та перевірки квитків.

Рідина pHaserFrac містить дериватизований гуаровий полімер, який сумісний з вуглекислим газом і може використовуватися до 7% хлориду калію (KCl) для максимального захисту глини. Гель карбоксиметилгідроксипропілгуар (КМГПГ) у рідині pHaserFrac зшитий у кислому діапазоні рН, тому немає суттєвих змін у характеристиках гелю

при додаванні CO₂. Додавання CO₂ до рідини для гідророзриву дає рідині більше енергії (за рахунок розширення CO₂), щоб допомогти у зворотному потоці та очищенні пласта після обробки гідророзриву.

Рідини для гідророзриву CleanStim, PermStim, EZ-Stim, Hybor, SilverStim LT, pHaserFrac рекомендуються для застосування у свердловинах нафтогазового комплексу України.

Список використаних джерел:

1. *Fracturing Fluid Systems [Електронний ресурс] // Halliburton. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <https://studylib.net/doc/18090064/fracturing-fluid-systems>.*
2. *Jeffrey R. Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing / R. Jeffrey, J. Mclennan, A. Bunger. – Brisbane, 2013. – 1074 с. URL: <https://www.intechopen.com/books/3204>*
3. *Гуаровая камедь E142 [Електронний ресурс] // Ataman Chemicals – Режим доступу до ресурсу: https://www.atamanchemicals.com/guar-gum-e142_u29723/?lang=RU.*

НЕТРАДИЦІЙНИЙ ГАЗ

**Яцун В.С.-студент
НТУ «ХП».**

Керівник- д.т.н. Фик І.М.

У жовтні 2012 року в Харківській області стартувало буріння першої пошукової свердловини нетрадиційного газу в Україні. Якщо пошуки в рамках проекту спільної діяльності всесвітнього гіганта «Shell» та державної компанії «Укргазвидобування» підтвердять наявність комерційних запасів природного газу, за кілька десятків років Україна може подвоїти його власний видобуток. Про екологічну та технологічну безпеку видобутку нетрадиційного газу докладніше від спеціалістів «Shell».

Під час урочистого старту буріння першої пошукової свердловини «Shell» в Україні голова компанії Грехем Тайлі повідомив, що зараз «Shell» працює над трьома газовидобувними проектами в країні.

По-перше, це пошук газу ущільнених пісковиків в Харківській області в рамках спільної діяльності «Shell» та державної компанії «Укргазвидобування».

По-друге, майбутня розробка Юзівської площі в Донецькій та Харківській областях. В травні 2012 року «Shell» була оголошена переможцем конкурсу на право укладення угоди про розподіл продукції на розробку Юзівської ділянки.

І, по-третє, це майбутня розробка Скіфської площі на шельфі Чорного моря. В серпні 2012 група інвесторів на чолі з ExxonMobil, включно з «Shell», була оголошена переможцем конкурсу на право укладення угоди про розподіл продукції на розробку Скіфської ділянки на континентальному шельфі Чорного моря.

Як відбувається видобуток нетрадиційного газу

Компанія «Shell» накопичила великий досвід видобутку природного газу нетрадиційних пасток в Канаді та США, Німеччині, Китаї, Південно-Африканській Республіці, Австралії. Загалом «Shell» працює у 80 країнах, і скрізь впроваджує єдині стандарти роботи.

Сьогодні лише Сполучені Штати Америки ведуть видобування нетрадиційного газу нетрадиційних пасток у промисловому масштабі. І надії американців на економічне зростання завдяки енергетичній незалежності здійснилися повністю: за 10 років США, які раніше купували газ у сусідів, отримали таку його кількість від власного видобутку, що почали його продавати. У США «Shell» вже 10 років розробляє родовище Пайндейл, яке за багатьма гео-логічними показниками схоже на українські аналоги. Площа родовища – більше 800 км². У надрах міститься стільки газу, що він може більше тридцяти років забезпечувати потреби 10 мільйонів домогосподарств. «Shell» почала працювати тут у 2001 році і на сьогодні пробурила близько 400 свердловин.

Під час розробки ресурсів нетрадиційного газу, серед них і газу ущільнених порід, зокрема під час застосування технології гідравлічного розриву пласта, «Shell» дотримується найжорсткіших технологічних стандартів, які дозволяють безпечно й відповідально розвідувати, розробляти й видобувати такі ресурси.

«Shell» дотримується п'ятьох основних принципів розробки газу

Принцип №1. Компанія «Shell» проектує, споруджує та експлуатує свердловини й наземні виробничі комплекси безпечно та відповідально. Кожного разу перед початком бурових робіт компанія оцінює стан довкілля й усі, навіть найменші ризики. Компанія використовує щонайменше подвійні бар'єри під час спорудження свердловин, а також якісне вистилання в амбарних системах тимчасового зберігання рідини для гідророзриву. Усі роботи здійснює кваліфікований персонал, що пройшов відповідне навчання. Спеціалісти «Shell» регулярно перевіряють дотримання правил техніки безпеки в усіх виробничих процесах.

Принцип №2. Компанія «Shell» проводить роботи, захищаючи водоносні шари й зменшуючи використання води в цілому, наскільки це можливо. В усьому світі «Shell» проектує роботи так, аби питні ґрунтові води були захищені. Якщо на конкретній ділянці це виявляється технічно неможливим, такі свердловини «Shell» не експлуатує. «Shell» встановлює обсадні колони та цементує стовбур свердловини перед продовженням буріння та перед проведенням гідророзриву. Також компанія залучає незалежні експертні організації для тестування ґрунтових вод поруч з місцем буріння до та після проведення робіт, аби визначити зміни внаслідок своєї діяльності.

Принцип №3. Компанія «Shell» проводить свої роботи, оберігаючи якість повітря та контролюючи шкідливі викиди в атмосферу за допомогою спеціального обладнання. Спеціалісти складають плани для кожної ділянки, знижуючи рівень шкідливих викидів до мінімального практично можливого, постійно вимірюють викиди і проводять моніторинг. Для техніки на буровій ділянці використовується обладнання, що зменшує рівень викидів, або застосовуються чисті види палива, такі як природний газ.

Принцип №4. Компанія «Shell» працює над зменшенням впливу своєї діяльності на довкілля. «Shell» намагається оберігати спокій місцевих

жителів та дикої природи. Зокрема компанія завжди оцінює можливість спорудити трубопроводи, аби зменшити рух транспорту для перевезення рідин. Після завершення робіт компанія рекультивує ділянки, насаджує місцеві рослини, спостерігає за ситуацією. Для відродження території після буріння використовуються найкращі здобутки світового досвіду.

Принцип №5. Компанія «Shell» співпрацює з місцевими жителями для розвитку економіки регіону й покращення методів своєї роботи. Компанія оцінює соціальний та економічний вплив своїх робіт на життя місцевих мешканців, намагаючись зменшити негативні його наслідки і навпаки — створити привабливі можливості для тих населених пунктів, в районі яких проводиться розвідка та видобуток.

Ці п'ять принципів — гарантія того, що в Україну прийшли високі стандарти захисту води, повітря, дикої природи й місцевих спільнот на територіях, де видобуватимуть газ.

«Технології, за якими буритиметься свердловина і видобуватиметься газ на великій глибині, — одні з найкращих. І дуже важливо, щоб ми завжди мали високий рівень екологічного захисту».

Список використаних джерел: 1. *За матеріалами компанії Shell.*

ПРОБЛЕМА МОДЕЛЮВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ФІЛЬТРАЦІЇ ФЛЮЇДІВ У ПОРИСТИХ СЕРЕДОВИЩАХ

**Пивоваров А.В. -студент
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.
Керівник- д.т.н. Фик І.М.**

Анотація. Представлена коротка характеристика оцінки лінійної фільтрації флюїдів за законом Дарсі. Виділені основні проблеми

використання його результатів у сучасному моделюванні та необхідність використовувати та корелювати показники, які отримуються при сучасному дослідженні керну у комплексному системному аналізі порових властивостей порід.

Ключові слова: проникність, пористість, закон Дарсі, моделювання, кореляція, систематизація.

Лінійна фільтрація, визначена законом Дарсі, є ключовим механізмом, що оцінює проникливість гірських порід та спрощує прогнозування видобутку нафти та газу. Закон говорить про те, що швидкість фільтрації пропорційна градієнту тиску та обернено пропорційна динамічній в'язкості «профільтрованого» флюїду.

Для глибшого розуміння лінійної фільтрації необхідно детально досліджувати фізичні властивості пластів-колекторів. Пористість, проникливість, геометрія пор та гідравлічна провідність визначають можливості видобутку та ефективність геологічних формацій.

Очевидно, що тиск зерен, їх окатаність, геометрія буде впливати на показники лінійної фільтрації у випадку з будь-яким флюїдом. Тому часто саме для урахування форми та діаметра зерен, прийнято вводити число Сліхтера:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l} = \frac{Sl \cdot D_s \cdot \Delta p}{\mu \cdot \Delta l},$$

де Q – об'ємна витрата флюїду; F – площа фільтрації; Sl – число Сліхтера (орієнтовно – $2,4-7,57 \cdot 10^{-4}$); D_s – еквівалентний радіус зерен.

У практичному розумінні, будь-яка аналітично-прогнозована робота в нафтогазовій геології пов'язана з роботою з безпосередньо фактичним матеріалом – керном. Природньо, що сучасна нафтогазова геологія та петрофізика не стоїть на місці і вже зараз використовуються більш комплексні методи аналізу. Процес опису породи починається вже на етапі

його відбору і триває навіть після того, як керн передали керносковище (детальніше – рисунок 1)



Рисунок 1 Загальна послідовність опису керну

Комплексний системний аналіз зразку дасть змогу побудувати модель керну та отримувати бажані підрахунки та результати, а також моделювати їх. При аналізі зразку порід відбувається комп'ютерна томографія повнорозмірного керну, відбувається визначення пористості, проникності та щільності (RCAL-аналіз). Отримання показників відносної проникності, аналіз структури порового простору, капілярного тиску, коефіцієнти витіснення флюїду

Безпосередньо наступні показники впливають на лінійну фільтрацію флюїдів у пористому середовищі, які виконуються при аналізі керну (упущені показники, які мають незначний вплив чи не мають взагалі на лінійну фільтрацію):

- показники відносної проникності;
- аналіз структури порового простору та капілярного тиску;
- коефіцієнт витіснення флюїду
- дослідження рівня пошкодженого пласта;
- комп'ютерна томографія повнорозмірного керну;
- аналіз пористості, проникності, щільності;
- визначення рівня окатаності зерен;
- визначення геомеханічних та пороеластичних властивостей у пластових умовах.

Комбінація, систематизування та кореляція усіх цих показників дозволяє побудувати комп'ютерну модель керну та моделювати різні показники, серед яких показник лінійної фільтрації флюїдів. Особливу роль у показнику лінійної фільтрації відіграє тип колектору (за поровим простором) (рис. 2).

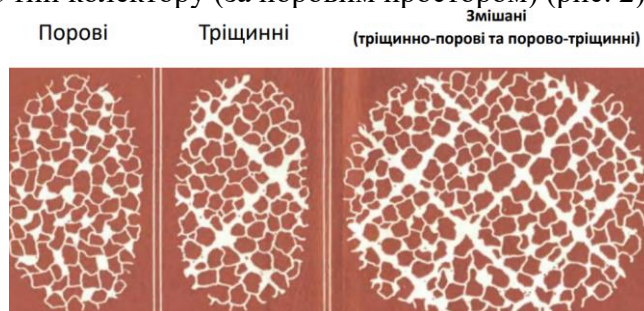
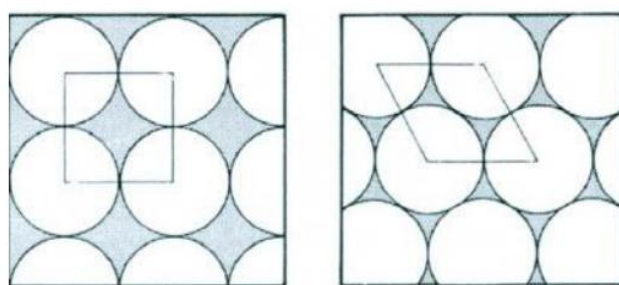


Рисунок 2 Тип колектору (за поровим простором)

Тож з урахуванням вищезазначеного, цілком логічно припустити, що формула Сліхтера – це гарний абстрактний спосіб порахувати показник лінійної фільтрації породи, однак урахування лише розміри та форми зерен недостатньо, оскільки комплексні характеристики будуть змінюватися у просторі, що зробить похибку майбутніх практичних результатів досліджень нерелевантними.

На породу у лабораторних умовах (без залучення комп'ютерного моделювання) неможливо відтворити непорушні умови пластового тиску, які відбувалися безпосередньо при заляганні породи: літостатичний – на межі зерен, гідростатичний – у порах вага стовпу рідини від поверхні. Також важливу роль має температура пласта, яка впливає на хімізм підземних вод та реакційну здатність руху молекул самого флюїду. Також значний вплив з геологічної точки зору має вплив геохімії ландшафту при утворенні породи на цемент, через води, які були поховані у цьому мулу.

Глибина пласту безпосередньо впливає на процеси, що в свою чергу грають роль у показниках фільтрації породи. Чим глибше порода, тим менше порових колекторів і більше тріщинуватих.



Кубічне пакування
Пористість 47,64%

Ромбічне пакування
Пористість 26,95%

Рис.3-Залежність пакування і сортування на показники пористості і проникності.

Для підрахунку показників, які матимуть релевантність у практичному полі, необхідно повністю враховувати літолого-петрофізичні параметри, а

також проводити кореляцію з геотектонічною обстановкою, від якої залежав характер відкладів, які утворюють породу, її літолого-фаціальні характеристики, а також пористе середовище.

Тому використання закону Дарсі та Сліхтера для визначення точкового, абстрактного, ідеалізованого показника лінійної фільтрації – це беззаперечно важливо. Однак використання малої виборки даних показників призведе до великих похибок на виробництві (наприклад при ГРП). Тому важливо доповнювати геологічну практику новими здобутками людства, технологіями та показниками, які допоможуть отримувати значення, що будуть релевантні у просторі. Цей вид робіт активно впроваджується в НДІ «УкрНДІгаз».

Систематизація, універсалізація та спроба встановити кореляцію усіх можливих показників, які тільки можливі, дозволять побудувати загальну модель лінійної проникності флюїдів у породах, як і будь-який інший показник, який необхідно. Тому перед науковою спільнотою стоїть великий пласт робіт, які мають бути виконані, задля діджиталізації отриманих даних і обробкою їх big-data та технологіями штучного інтелекту.

Список використаних джерел: 1. Суярко В. Г. *Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник* / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 182-185 с. 2. Пивоваров А.В. – «Комп'ютеризація геології: основні проблеми та шляхи їх вирішення» - с. 15-17 / *Гуманітарний простір науки: досвід та перспективи: зб. Матеріалів XXXIII Міжнарод. наук. практ. інтернет-конф., 15 жовтня 2021 р. Переяслав, 2021. Вип. 33. - 246 с.* 3. *Петрофізика нафтогазових колекторів і флюїдоупорів: підручник* / І. М. Фик, С.І. Горелик, Я. О. Раєвський; під ред. І.М. Фика. - Харків: , 2015. - 165 с.

ЗАГАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ РОЗРОБКИ ТА ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ІЗ ПОКЛАДІВ ЩІЛЬНИХ КОЛЕКТОРІВ

А. С. Чаговець-студент
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.
Керівник- викладач Сердюкова О.О.

Анотація. Представлена коротка характеристика «нетрадиційних» видів покладів родовищ вуглеводнів, зокрема щільних колекторів теригенних порід. Проаналізовані основні проблеми розробки та видобутку вуглеводнів з товщ даного типу.

Ключові слова: щільні колектори, антикліналь, тріщинуватість, ГРП, вуглеводні, поклади.

Вуглеводні є важливим джерелом енергії для багатьох країн, але їх видобуток з традиційних джерел стає все складнішим і дорожчим. Тому все більше уваги приділяється нетрадиційним джерелам вуглеводнів – покладам щільних колекторів у піщано-сланцевих формаціях [1].

Традиційною схемою пошуку родовищ нафти і газу є виявлення вуглеводневих пасток різних типів. В цих пастках флюїди знаходяться в тріщинно-поровому просторі формування якого обумовлено процесами седиментогенезу, діагенезу та тектогенезу [3].

Особливу роль у формуванні традиційних покладів вуглеводнів відіграють антиклінальні (купольні, солянокупольні) структури в склепіннях яких формуються потужні зони розущільнення, які і є вуглеводневими пастками [2].

В Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній провінції існують пластові і склепінні (антиклінальні) поклади вуглеводнів, а також геологічні маси порід палеозою перспективні на видобування газу щільних колекторів[4].

Оцінка перспектив видобування в регіоні газу щільних колекторів (tide gas) а також «сланцевої нафти» (tide oil) є цілком реальною задачею. [4]

Поклади цих вуглеводнів знаходяться у дрібнозернистих пісковиках та алевролітах і розсіянні (часто у молекулярних скупченнях) у великих геологічних масивах порід.

Регіон, що в межах Дніпровської-Донецької нафтогазоносною провінції, є перспективним на видобування вуглеводнів щільних колекторів і відомий як Юзівська площа.

Для видобутку цих вуглеводнів застосовують метод гідравлічного розриву пласта (fracking). Він полягає в тому, що суміш води та твердої речовини «пропанту» (дрібнозернистий пісок з малою часткою хімічних речовин) під високим тиском закачуються в гірські породи, щоб розбити їх і створити шляхи міграції для перетоку вуглеводнів до стовбуру видобувної свердловини [2].

Яскравим прикладом недосконалості існуючих технологій гідророзриву та загалом розробки родовища щільних та глибоких колекторів є Святогірське газове родовище. Російське повномасштабне вторгнення зруйнувало всі плани на розробку даного родовища, однак до війни вдалося провести багаторівневу перфорацію на 2-х свердловинах родовища, а також кілька ПГРП у кожній свердловині. Результати виявилися невтішними, оскільки сумарний дебіт двох свердловин склав трохи більше за 4 тис. м³ газу на добу.

Святогірське родовище характеризується великою глибиною залягання продуктивних горизонтів (від -5700 до -6100 м). Воно приурочене до Святогірської та Кам'янської антиклінальних складок які розтинаються субширотним Курульсько-Дронівським розломом в зоні якого знаходиться русло р. Сіверський Донець.

Продуктивні товщі приурочені до порід кам'яновугільного віку (С2-С3). За літолого-фаціальними показниками, породи-колектори карбонового віку складені щільно зцементованим залізисто-карбонатним цементом, пісковиками та алевролітами.

Міграційні канали потоків вуглеводневих флюїдів представлені тріщинними колекторами. Тріщинуватість збільшується в напрямку зони розлому і зменшується ближче до Кам'янської брахіантикліналі (рис. 1).

Розпорошеність природного газу у великих за об'ємом геомасивах теригенних товщ карбону унеможлиблює традиційне вилучення вуглеводнів.

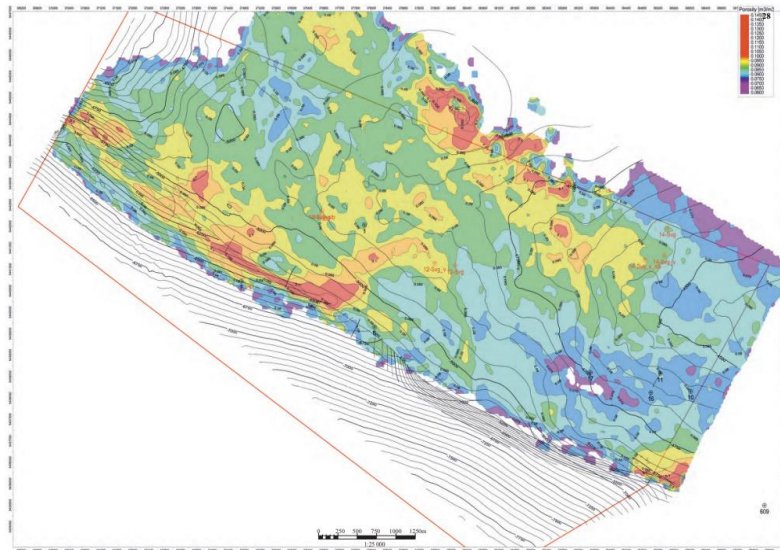


Рис.1- Карта тріщинуватості продуктивних горизонтів середнього карбону Святогірського ГКР

Проте, всупереч несприятливим обставинам, були проведені роботи для максимізації видобутку: серія перфораційних робіт з послідуочим ПГРП, однак і ті не дали результатів через поглинання води вищезалігаючими горизонтами. Потужності потоку не вистачало для утворення та закріплення мережі тріщин між розгалуженими та розсіяними скупченнями вуглеводнів, та їх подальшою міграцією до стовбуру свердловини для подальшого видобутку. Однак, навіть після цих робіт добовий дебіт з двох свердловин складав 4 тис. м³ газу на добу при наявних запасах у 900 млн м³ газу.

Виходячи з цього, можна запропонувати наступні шляхи вирішення проблеми розробки та видобутку вуглеводнів з покладів щільних колекторів Святогірського родовища:

– детальне 3D моделювання покладів на основі вже наявного матеріалу та урахування геологічного досвіду для побудови орієнтовної моделі тріщинуватості та літолого-фаціальну характеристику продуктивного горизонту;

– вдосконалення технології ГРП: дослідження керну, проведення RCAP/SCAP аналізів, випробування геомеханічних властивостей зразків та направленість природної тріщинуватості у зразку для моделювання проведення ГРП у комп'ютерній моделі;

– удосконалення хімічного складу речовини для ГРП шляхом заміни суміш води на газ – «газорозрив»;

– застосування «кущового» або багатостовбурного буріння з можливістю ізолювання інших стовбурів свердловини.

Отже, геологічні умови та їх урахування при розробці родовищ вуглеводнів є надважливим чинником для успішності будь-якого виду ГРР. Час тривіальних родовищ вуглеводнів минає і, відповідно, виникає нагальна потреба у відкритті «нетрадиційних» родовищ нафти і газу, які мають значні запаси, але потребують більш комплексного та зваженого підходу при розробці та інтенсифікації видобутку. Існування проблеми видобутку вуглеводнів з покладів щільних колекторів або сланцевих формацій та наявні технічні недоліки, з якими досі стикається галузь, підкреслюють актуальність пошуку та впровадження новаторських рішень для оптимізації поточних методів задля ефективного й стійкого видобутку нафти і газу.

Список використаних джерел: 1. Суярко В. Г. *Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник* / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Х.: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 182-185 с. 2. *Петрофізика нафтогазових колекторів і флюїдоупорів: підручник* / І. М. Фик, С. І. Горелик, Я. О. Раєвський; під ред. І. М. Фика. - Харків:, 2015. – 165 с. 3. Глушко В. В., Старинский В. А. *О влиянии тектоники на размещение месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области.* – Геол. журн., 1978, т. 38, 1, с. 38-45. 4. Суярко В. Г. *Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів (підручник для ВНЗ).* – Харків, «Фоліо», 2015. – 413 с.

СЕКЦІЯ 2. РЕГІОНАЛЬНА ГЕОЛОГІЯ.

ВПЛИВ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВ НА ГАЗО- І КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Тарасенко Є.І.-студент
НТУ «ХП».
Керівник-д.т.н. Фик І.М.

Анотація: У даній роботі було розглянуто вплив геолого-промислових умов на газо- і конденсатовилучення, основні природні геологічні фактори, технічні та техніко-економічні фактори, колекторські властивості продуктивних пластів.

Ключові слова: газо- і конденсатовилучення, газоконденсатні поклади, газоконденсат, родовище.

Під час проектування розробки газоконденсатних покладів запаси газу і конденсату, що вилучаються, характеризується та частина балансових запасів, яка може бути вилучена з надр з врахуванням комплексу геологічних факторів при раціональному використанні сучасних технічних засобів і технології видобутку, дотримуючись допустимого рівня собівартості видобування вуглеводнів та вимог щодо охорони надр і навколишнього середовища.

До основних природних геологічних факторів, що впливають на ступінь вилучення газу та конденсату з надр, належать:

- їх початкові запаси;
- глибина і термобаричні умови покладів;
- фізико-хімічні властивості пластового газу;
- тиск початку конденсації та газоконденсатна характеристика покладу;

- колекторські властивості продуктивних пластів і ступінь їх літологічної однорідності;

- складність геологічної будови родовища та активність пластових вод.

З іншого боку, на ступінь вилучення вуглеводнів з надр суттєвий вплив справляють *технологічні та техніко-економічні фактори*, основними з яких є:

- спосіб розробки покладів;
- щільність сітки свердловин та вибір інтервалів розкриття пластів;
- темпи відбору газу зі свердловини і родовища;
- якість будівництва, розкриття та освоєння свердловини;
- надійність їх конструкції та захист від корозії;
- можливість регулювання розробки пластів в умовах пресування пластових вод;

- система промислового збору;
- підготовка й транспортування газу та конденсату;
- наявність місцевих споживачів низьконапірного газу;
- капітальні вкладення та експлуатаційні витрати, встановлені ціни на газ і конденсат.

Слід також підкреслити необхідність високого рівня проведення розвідувальних робіт та обґрунтування проектних рішень щодо родовищ та облаштування промислів для досягнення якнайповнішого вилучення вуглеводнів з надр і раціонального їх використання.

Тепер розглянемо вплив природних геологічних факторів, які вони справляють на ступінь вилучення газу та конденсату з надр.

Можна виділити два головні фактори позитивного впливу величини запасів на кінцеве газо- і конденсатовилучення:

- *перший* – організаційно-технологічний;
- *другий* – геолого-технологічний.

Також на кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення значною мірою впливають *фізико-хімічні властивості пластового газу*. Як?, а саме через співвідношення вуглеводнів метанового ряду, особливо C_{5+} , тобто: чим більше у пластовому газі вуглеводнів C_{5+} , тим нижчий буде коефіцієнт конденсатовилучення з родовища.

Щодо колекторських властивостей продуктивних пластів, то вони теж впливають на коефіцієнти газо- і конденсатовилучення і їх слід розглядати у двох напрямках:

1 – це вплив при обробці на виснаження;

2 – це вплив при розробці в умовах прояву водонапірного режиму.

З метою оцінки впливу колекторських властивостей на коефіцієнти газо- та конденсатовилучення пропонується ввести новий параметр – коефіцієнт пасивної газонасиченої пористості $m_{\text{пас}}$, яка дорівнює:

$$m_{\text{пас}} = m_{\text{заг}} \cdot K_{\text{з.г}},$$

де $m_{\text{заг}}$ – коефіцієнт загальної пористості.

На відміну від динамічної пористості пасивна газонасичена пористість являє собою ту частину газонасиченого порового простору, яка охоплюється обводненням при проходженні води крізь поровий простір.

Таким чином, чим кращі колекторські властивості пласта, тим більший буде коефіцієнт пасивної газонасиченої пористості і тим менше буде газовилучення в обводненій зоні пласта.

Що ж до конденсатовилучення обводненої зони, то пропонується ввести новий коефіцієнт залишкової конденсатонасиченості пластового газу в обводненій зоні $\eta_{\text{к.з}}$, який визначається з рівняння:

$$\eta_{\text{к.з}} = \frac{m_{\text{пас}} \cdot q_{\text{пот}}}{m_{\text{еф}} \cdot q_{\text{поч}}},$$

де $m_{\text{еф}}$ – коефіцієнт ефективної газонасиченої пористості;

$q_{\text{пот}}$, $q_{\text{поч}}$ – питомий вміст конденсату у пластовому газі – початковий і поточний.

З формули видно, що чим більші співвідношення $\frac{m_{\text{пас}}}{m_{\text{еф}}}$ і $\frac{q_{\text{пот}}}{q_{\text{поч}}}$, тим більший буде коефіцієнт залишкової конденсатонасиченості обводненої зони.

Складність геологічної (тектонічної) будови покладу прямо впливає на коефіцієнти газовилучення: чим складніша тектоніка, тим важче забезпечити високе газоконденсатовилучення.

Отже, технологічні і техніко-економічні фактори також суттєво впливають на коефіцієнти газо- і конденсатовилучення. Але на відміну від геологічних ці фактори піддаються регулюванню і можуть бути регульовані при підготовці проектів розробки, а тим самим регулюються коефіцієнти як газо-, так і конденсатовилучення.

Список використаних джерел: 1. Фик І. М. *Геолого-технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дис. д-ра техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ»* / Фик Ілля Михайлович; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 97-109. 2. *За матеріалами компанії Shell.*

Методології прогнозування залишкової газонасиченості та оцінка газовіддачі пласту

**Владимиров Р.В.- аспірант
ХНУ ім. В. Н. Каразіна.
Керівник-д.т.н. Фик І.М.**

У роботі розглянуто існуючі засоби прогнозування залишкової газонасиченості продуктивного пласту, на газовому родовищі, та можливості отримання відсоткової оцінки газовіддачі пласту, на всіх стадіях його розробки, включаючи первинну експлуатацію, стадію інтенсивного видобутку, та завершальні стадії експлуатації продуктивного горизонту. Характеризуємо існуючі методології прогнозування залишкової газонасиченості пласту. Аналіз фізико-геологічних

характеристик пласту, що включає вивчення пористості, проникності, геохімічних властивостей, термодинамічних умов, пластовий тиск. Крім того, гідродинамічні характеристики пласту, водонасиченість, переважні напрями фільтраційних потоків, тощо. Важливо, виконувати та фіксувати геологічні, технологічні промислові дані, що сприяє створенню так званої, історії розробки пласту-аналіз та збереження даних про попередні видобувні операції та їх вплив на поточний стан пласта що надалі дає можливість моделювання різних технологічних умов видобутку та обчислювати залишкову газонасиченість пласту за цих змодельованих умов, що саме і є прогнозування залишкової газонасиченості. На сьогодні моделі залишкової газонасиченості розробляють трьома загальноприйнятими у газовидобуванні засобами. При цьому окрема кількість засобів що безпосередньо розташовано у головних трьох концепціях прогнозування залишкової газонасиченості, сприяють отриманню нових знань, що повинні бути груповані у відокремлені структури геолого-промислової інформації, та можуть використовуватися для подальшого вдосконалення існуючих концепцій, та розробці нових, більш деталізованих методологій прогнозування залишкової газонасиченості. Особливо треба зазначити що отримання оцінки газовіддачі має зовсім інший підхід ніж прогнозування залишкової газонасиченості. В оцінці газовіддачі ключовими є показники, які відображають динаміку виробництва і здатність пласту до ефективною віддачі газу за конкретних технологічних та експлуатаційних умов. На відміну від цього, прогнозування залишкової газонасиченості базується на статичних характеристиках пласту та його первинних геологічних властивостях, таких як пористість та проникність. Визначення коефіцієнтів залишкової газонасиченості за певних геологічних умов, створює аналітичні та розрахункові можливості оцінки газовіддачі на певних стадіях розробки продуктивного горизонту.

Перший комплекс методів- «лабораторний». Полягає у організації та впровадженні процесу лабораторного вивчення зразків породи продуктивного пласту. Важлива сама організація та планування експериментальних досліджень, тому що аналіз керну що сприяє прогнозуванню залишкової газонасиченості утримує у собі певні особливості та послідовності. По-перше, зразки керну повинні бути представницькими, тобто відображати характеристику пласту у цілому. По-друге, лабораторне обладнання повинно бути налаштоване на вимогливі стандарти аналізу. По- третє, персонал дослідницької лабораторії повинен мати певний досвід проведення та фіксування результатів таких досліджень. Окрім отримання результатів числювання головних фізичних властивостей пласту -тріщинуватість, пористість проникність, літологічний склад, механічні властивості порід складової пласту, електричні властивості літології, гідродинамічно-фільтраційні, геохімічні та інші загальні, необхідно встановити додаткові параметри та властивості, а саме: Максимальну газонасиченість: Визначення максимального обсягу газу, який може бути утриманий у порах породи за певних умов тиску та температури. Залишкову газонасиченість: Вимірювання кількості газу, що залишається в породі після зниження тиску до рівнів, близьких до атмосферного. Це показує, скільки газу потенційно може бути невитягнутим з пласту. Властивості пор та тріщин: Аналіз характеристик пор та тріщин породи, включаючи їх розмір, форму та розподіл. Це важливо для розуміння, як газ утримуватиметься у породі. Вплив капілярних сил: Вивчення капілярних властивостей породи, які впливають на здатність газу переміщатися всередині пор та тріщин та на його утримання у породі. Взаємодія газу з породою: Оцінка адсорбційних та абсорбційних властивостей породи, що дозволяє зрозуміти, як газ взаємодіє з матеріалом породи на молекулярному рівні. Вплив температури та тиску: Вивчення того, як зміна температури та тиску впливає на здатність породи утримувати газ. Це важливо задля прогнозування поведінки газу за різних

умов експлуатації родовища. Гетерогенність породи: Оцінка ступеня мінливості породи в різних частинах зразка, що може впливати на рівномірність розподілу газу та його загальну залишкову насиченість. Лабораторні дослідження дозволяють отримувати найбільш деталізовані, вірні дані. Економічна складова лабораторних досліджень зразків керну є суттєво затратною, тому повинна виконувати головне її призначення, отримання найточніших даних, а у контексті прогнозування залишкової газонасиченості, довгострокові.

Друга існуюча концепція прогнозування залишкової газонасиченості- «Математичне моделювання» Математичне моделювання для прогнозування залишкової газонасиченості є ключовим інструментом, оскільки воно дозволяє інтегрувати різноманітні дані та проводити комплексний аналіз геологічних умов родовища. Цей підхід включає створення моделей, які можуть враховувати фізичні властивості пласта, та можуть бути використані у створенні диференціальних рівнянь, що описують процеси міграції та розподілу газу в породі. Одним із ключових аспектів моделювання є використання рівнянь стану, таких як рівняння Пенга-Робінсона, для опису фазової поведінки газу в пористих середовищах. Також застосовуються методи чисельного моделювання, наприклад метод кінцевих елементів, для аналізу газодинамічних процесів у пласті. Результати моделювання часто подаються у вигляді графіків залежності залишкової газонасиченості від різних параметрів, наприклад, від тиску та температури. Очевидно, створення математичної моделі дозволяє прогнозувати поведінку газу в пласті та ефективно планувати його розробку. Нижче буде наведено приклад створення математичної моделі, але слід звернути увагу на те що у практичному застосуванні до розрахунків додаються додаткові, реальні промислові дані, що інтегруються у загальну структуру рівняння, впливаючи на склад та результат розрахунків.

Спробуємо створити розрахункову модель залишкової газонасиченості.

Загальний склад рівняння Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} ;$$

Де; P -тиск. R -універсальна газова постійна. T -температура. V_m -молярний об'єм газу. a и b - параметри рівняння, що залежать від критичних властивостей газу та його ацентричного фактору.

Використовуємо гіпотетичні дані: Температура пласту- (T) $T=120^\circ\text{C}$ (393 К). Пластовий тиск-(P). $P= 200$ бар. (20 МПа). Критичні параметри метану - $T_c=190.6$ К, $P_c =4,6$ МПа. Ацентричний фактор метану- 0.011. Універсальна газова постійна-(R) 8.314 J/(mol·K). Пористість пласту- 15%. Об'ємний коефіцієнт газу- 0.003м³/mol.

Хід розрахунків; Розраховуємо параметри a та b рівняння Пенга-Робинсона. Розв'яжімо рівняння для знаходження молярного обсягу газу- V_m . Використовуючи пористість та об'ємний коефіцієнт, оцінимо обсяг газу, який може утримуватися в одиниці об'єму породи. Але загальний хід розрахунків може потребувати значних математичних перетворень, та може використовуватися у подальших, уточнюючих математичну модель, розрахунках. На початкових стадіях створення математичної моделі залишкової газонасиченості рекомендовано створювати так звані фундаментальні графічні залежності- графіки, які ілюструють основні взаємозв'язки між різними фізичними, хімічними чи математичними змінними.



Звичайно, структура графіку, його вигляд, а головне- складові промислові параметри та їх численні показники, що належать до структури графіків можуть, та повинні змінюватися. У такому підході до прогнозування залишкової газонасиченості, графіки що мають динамічну структуру є дуже інформативною методологією прогнозування, та отримання певних чисельних даних, що буде у певний, час за певних технологічних, геологічних умов видобутку.

Третій комплекс концепцій прогнозування залишкової газонасиченості, має загальну назву, польові вимірювання. Найбільш практичним є так званий балансовий метод , що впроваджується за умов наявності геофізичних даних положення газо-водяного контакту.(ГВК). Для впровадження балансового методу прогнозу залишкової газонасиченості пласта використовується комплексний підхід, заснований на аналізі пористості, проникності, а головне, положення газоводяного контакту (ГВК), ступеня обводненості, а також даних про закачування води або спеціальних розчинів у пласт. Наприклад, якщо пористість пласта становить 15%, яке проникність — 100 мД (мілідарсі), це свідчить про хорошу здатність пласта зберігати і передавати газ. ГВК, розташований на глибині 2500 метрів, допомагає визначити зони розподілу газу та води. З часом та активним видобутком газу положення ГВК може змінюватися,

впливаючи на газонасиченість. Важливим аспектом є затискання газу водою — процес, у якому вода витісняє газ із пор пласта, зменшуючи його доступність видобутку. Наприклад, зі збільшенням водонасиченості з 20% до 40%, ефективність вилучення газу може суттєво знизитися. Розглянемо пласт, з якого під час експлуатації було видобуто 60 мільйонів кубічних метрів газу. При початкових запасах 100 мільйонів кубічних метрів можна припустити, що залишкова газонасиченість складе близько 40%. Однак враховуючи закачування води, яка може становити 5000 кубічних метрів на день, і зростаючий тиск води в пласті, реальна газонасиченість може бути нижчою через збільшення затискання газу. Балансовий аналіз враховує всі вхідні та вихідні потоки, включаючи обсяги видобутого газу та закачаної води, а також зміни у пластових тисках. Це дозволяє сформуванню повне уявлення про динаміку пласта та більш точно прогнозувати його залишкову газонасиченість. Прогнозування майбутньої експлуатації включає аналіз потенційних змін у ГВК та водонасиченості, що важливо для розуміння майбутньої доступності газу. Наприклад, якщо планується збільшення закачування води для підтримання тиску, це може призвести до подальшого зменшення газонасиченості через зажимання газу. Такий комплексний підхід, який включає урахування пористості, проникності, ГВК, обводненості та закачування води, дозволяє точно прогнозувати залишкову газонасиченість пласта, враховуючи всі ключові фактори, що впливають на її формування.

Останнім комплексом розрахунків у загальній моделі прогнозу коефіцієнту залишкової газонасиченості є система математичних рівнянь та практично обумовлених розрахунків що має назву «похибка вимірів», головна концепція якої- похибка у кожному вимірюванні. У контексті оцінки залишкової газонасиченості, похибки можуть виникати на різних етапах: під час збору даних, таких як пористість та проникність пласта, визначення положення ГВК, аналізу балансу флюїдів, а також при розрахунках, заснованих на цих даних. Врахування цих похибок у моделі дозволяє більш

точно прогнозувати реальний стан газонасиченості пласта, уникаючи помилкових висновків або надмірно оптимістичних чи песимістичних оцінок.

Впровадження системи математичних рівнянь для оцінки похибки вимірів дозволяє кількісно аналізувати вплив кожної невизначеності на кінцевий прогноз. Такий підхід забезпечує можливість адаптації моделі до різних сценаріїв і умов, з урахуванням специфіки кожного конкретного пласта і мінімізуючи ризик помилкових оцінок.

Формули для розрахунку похибок вимірів ґрунтуються на статистичному аналізі та включають різні види похибок: систематичні, випадкові, а також похибки моделювання. Застосування цих формул у процесі прогнозування дає змогу не тільки визначити потенційні діапазони залишкової газонасиченості, але й оцінити надійність та вірогідність отриманих результатів. Загальним прикладом такої математичної формули може бути формулу, що ґрунтується на принципі поширення невизначеностей. Вона враховує похибки всіх основних параметрів, які впливають розрахунок газонасиченості. Формула може виглядати так:

$$\Delta G_0 = G_0 \times \sqrt{\left(\frac{\Delta G_i}{G_i}\right)^2 + \left(\frac{\Delta S_{wc}}{1 - S_{wc}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta E_f}{1 - E_f}\right)^2 + \left(\frac{\Delta S_{or}}{S_{or}}\right)^2}$$

Де: ΔG_0 - похибка залишкової газонасиченості, G_0 - залишкова газонасиченість, ΔG_i - похибка початкової газонасиченості, ΔS_{wc} - похибка початкової водонасиченості, ΔE_f - похибка коефіцієнта вилучення газу, ΔS_{or} - похибка залишкової водонасиченості, G_i , S_{wc} , E_f та S_{or} - відповідні значення цих параметрів.

Ця формула передбачає, що похибки вимірювань G_i , S_{wc} , E_f та S_{or} відомі (наприклад, з лабораторних аналізів чи історичних даних). Вона дозволяє оцінити, як похибки у цих ключових параметрах впливають на точність прогнозу залишкової газонасиченості. Це особливо корисно для

оцінки надійності прогнозних даних та управління ризиками під час планування видобутку.

Отже, у роботі було представлено комплексний підхід до прогнозування залишкової газонасиченості пласта, що базується на глибокому аналізі фізичних характеристик пласта, таких як пористість та проникність, і включає вивчення газо-водного контакту (ГВК). Методика передбачає використання балансового підходу для оцінки загального балансу газу в пласті, а також аналіз змін в обводненості та ефективності газовидобування. Особлива увага приділялася аналізу похибок вимірювань, для чого використовувалась формула розрахунку стандартної помилки, базована на принципах статистичної обробки даних. Це дало можливість комплексно оцінити потенційні ризики та визначити найбільш вірогідні сценарії прогнозу залишкової газонасиченості. Весь процес був спрямований на забезпечення максимальної точності та надійності прогнозу, що є критично важливим для ефективного управління ресурсами газового пласта.

Список використаних джерел: *Загальна та нафтогазова геологія : навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. – Харків, 2019. Моделювання у нафтогазовій інженерії: навчальний посібник. / В.С. Білецький – Львів: Видавництво "Новий Світ – 2000", – Харків: НТУ «ХПІ», 2021. – 306 с.*

ГЕОЛОГО – ТЕХНОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ВІДНОВЛЕННЯ ТА СТАБІЛІЗАЦІЇ ВИДОБУТКУ ГАЗУ НА ПРИКЛАДІ ШЕБЕЛИНСЬКОГО ГКР

Фик І.М.- аспірант НТУ «ХП».
Керівник- перший заступник ГПУ «Шебелинкагазвидобування»
конд. геологічних наук- Кривуля С.В.

Анотація. В роботі розглядаються та аналізуються основні результати розробки Шебелинського газоконденсатного родовища (ГКР) з точки зору можливого відновлення запасів газу в покладах, що розробляються за рахунок перетоків газу з глибоких горизонтів. Обґрунтовано, що при зниженні річного видобутку газу до 1700-1900 м³ видобуток буде компенсований перетоками. Відновлення запасів газу Шебелинського ГКР забезпечить довгострокову його розробку із щорічним видобутком не менше 1700 - 1800 млн. м³ (50-90 років). Показано, що станом на 01.01.2023 р., спостерігається річний видобуток газу в об'ємі 1800 млн. м³, що підтверджує попередні теоретичні прогнози.

Ключові слова: розробка, геологія, Шебелинське ГПУ, переток, тектоніка, видобуток газу, пластовий тиск.

Вступ. Останнім часом в опублікованих дослідженнях все частіше наводяться обґрунтування можливості відновлення запасів на старих виснажених газоконденсатних родовищах за рахунок потоків газу з глибоких горизонтів [1-7].

В роботі Рудька Г.І., Бондаря О.І., Ловинюкова В.І., Фика І.М. та ін. [6] наведені матеріали сучасних теорій формування вуглеводневих покладів в основу яких положено головний чинник - дегазація Землі.

В роботі (7) академік Лукін О.Ю., висловив думку, що глибокозалягаючі газоконденсатні явища перебувають в процесі постійного формування, при чому в такому темпі, який співставляється з темпами інтенсивного видобутку газу.

Виходячи із вищенаведеного можна припустити, що ймовірними територіями дегазації Землі можуть бути нафтогазоконденсатні родовища, а їх виснаження зумовлює збільшення градієнтів між покладами, що розробляються та глибокими газонасиченими горизонтами.

Враховуючи актуальність проблеми відновлення запасів газоконденсатних родовищ, автором проведено дослідження відновлення запасів газу на Шебелинському газоконденсатному родовищі та можливість довгострокової його експлуатації.

Загальні відомості про об'єкт досліджень. Шебелинське газоконденсатне родовище відкрито у 1950 р. та введено у промислову розробку в 1959 р.

Родовище приурочене до крупної брахіантиклінальної складки висотою 1160 м, є масивно - пластовим покладом з численними тектонічними порушеннями, єдиним початковим газо - водяним контактом на абсолютній позначці - 2270 м, площею газонасиченості 246 км², початковим і поточним пластовими тисками 23,8 МПа і 2,08 МПа [2].

Характерною геолого-промисловою особливістю ГКР є широкий діапазон змін колекторських властивостей газонасичених порід по площі і розрізу (проникність коливається від 0,1 до 100 мД). Середній коефіцієнт пористості колекторів складає 0,13, середній коефіцієнт газонасиченості - 0,5 [2].

Значна увага при розробці ШКГР приділялась стану обводнення. З метою введення поправки на обводнення при підрахунку запасів Шебелинського ГКР за методом падіння пластового тиску було об'ємним методом підраховано обсяги пластових вод, що вторглися в газонасичені поклади [2]. В цілому родовище розробляється в газовому режимі з незначним обводненням.

Сумарний об'єм обводнення горизонтів в 1989 році складав 40,6 млн. м³ води; станом на 2009 рік оцінюється в об'ємі 80 млн. м³, при цьому середній пластовий тиск знизився з 12,0 до 2,5 МПа.

Станом на 2016 рік при зниженні пластового тиску до 2,08 МПа об'єм обводнення в цілому збільшився до 90 млн. м³ води, тобто на 10 млн. м³ [3] і в 2022 році досяг 96 млн. м³. Тобто темпи вторгнення води в газові поклади сповільнюється.

Нижче наведено статистичні залежності об'ємів обводнення від часу ($Q_{\text{обв}}(t)$), а також залежність об'ємів обводнення від пластового тиску $Q_{\text{обв}}(P_{\text{пл}})$ [3].

Отриманні рівняння мають вигляд:

$$Q_{\text{обв}}(t) = 1,758 \cdot t - 3454 \quad \text{Коеф. кореляції } 0,998$$

(1)

$$Q_{\text{обв}}(P_{\text{пл}}) = -33,8 \cdot \ln(P_{\text{пл}}) + 114,4 \quad \text{Коеф. кореляції } 0,967$$

(2)

Із отриманих рівнянь 1 і 2 слідує, що залежності об'ємів обводнення від часу і від тиску ведуть себе неадекватно і вступають у протиріччя, оскільки на пізній стадії розробки Шебелинського родовища залежність $Q_{\text{обв}}$ від $P_{\text{пл}}$ показує практичну стабілізацію пластового тиску відносно незначним, але різким ростом об'ємів обводнення при падінні пластового тиску з 2,5 МПа до 2,08 МПа за період з 2009 до 2016 рік.

Газонасичений об'єм пор Шебелинського ГКР складає $0,576 \cdot 10^9$ м³ в той час, як об'єм обводнення станом на 2022 рік складає $96 \cdot 10^6$ м³. Тобто, об'єм обводнення на 3 порядки менший ніж об'єм газонасичених пор і не може серйозно впливати на режим розробки родовища і підтримання пластового тиску.

В ході дослідження були враховані всі фактори, що можуть впливати на підтримання пластового тиску – це: обводнення, просідання поверхні, пружність гірських порід, пластової води та газу. Аналіз показав, що наведені фактори не можуть в значній мірі підтримувати пластовий тиск [2].

Виходячи із вищенаведеного можна припустити, що на Шебелинському ГКР існує інший фактор впливу на підтримування пластового тиску; і таким фактором можуть бути перетоки газу з глибоких горизонтів, тобто відновлення запасів газу [2,3].

Що до Шебелинського ГКР, то найбільш вдало пояснює як формування так і можливість перетоків газу з глибоких горизонтів в поклади, що розробляються геологічний профіль Верповського М.М. та Гладченко Ю.О., наведені в роботах [3,4]. Автори показали, що міграція вуглеводнів можлива тектонічним порушенням як на стадії формування покладу, так і на стадії розробки.

Аналогічні дослідження були проведені Чепілем П.Н. в роботі «Друге життя родовищ нафти та газу міф чи реальність» [5].

Буріння 12 глибоких свердловин (до 5 тис. м) на Шебелинському ГКР показало наявність газоносних ущільнених колекторів, були навіть окремі викиди газу при бурінні, що свідчить про загазованість покладів карбону по всій глибині. Однак, промислових покладів, як і надійних покрівль (флюїдоупорів) виявлено не було.

Враховуючи широку сітку диз'юнктивних дислокацій на Шебелинському родовищі, їх підтвердження глибоким бурінням, можна вважати, що тектонічні порушення можуть бути шляхами і сучасної міграції вуглеводнів до покладів світи мідистих пісковиків та араукаритової світи; тим більше, що пластовий тиск в них знизився до 2,0 МПа, а тиск на великих глибинах досягає 30-50 МПа, що і зумовило можливість перетоків газу в розроблений поклад виходячи із теорії дегазації Землі.

В ході дослідження був проведений аналіз розробки родовища, в результаті якого можна припустити, що річний об'єм перетоку газу в поклад, що розробляється із глибоких покладів складає 1,7-1,9 млрд. м³ [3,4].

На рис. 1 показано періоди розробки Шебелинського ГКР з 1980 по 2016 ріки [2-4]. Слід зауважити, що в період 1999 по 2003 рік, річні обсяги

видобутку газу були знижені до 1700-1900 млн. м³, при цьому пластовий тиск стабілізувався на рівні 3,3 МПа.

Але пізніше в період з 2004 по 2016 рр., що спостерігається на кривих рис.1 річний видобуток газу знову збільшився до 2,4 млрд. м³, при цьому продовжилось падіння пластового тиску тому, що об'єм перетоків складав лише 1,8-1,9 млрд. м³ і не встигав за відбором газу за рахунок введення нових ДКС.

Це дає підстави зробити припущення, що на Шебелинському ГКР спостерігається підтримання пластового тиску за рахунок щорічного відновлення запасів газу в об'ємі 1,7-1,9 млрд. м³ за рахунок перетоків газу з глибоких горизонтів.

Враховуючи вищенаведене, авторами було розглянуто чотири варіанти подальшої розробки Шебелинського ГКР: розробка без введення в експлуатацію дотискуючої компресорної станції (ДКС) та з введенням ДКС без врахування перетоків (діючі проектні варіанти). А також врахування перетоків газу (відновлення запасів) для безкомпресорної та компресорної розробки (прогнозні авторські варіанти) [3].

Розрахунки видобутку газу, а також пластові тиски по рокам показано графічно за різними варіантами розробки рис. 2 [3].

Як бачимо, за виконаним прогнозом варіанти 1 і 2 з врахуванням відновлення запасів природного газу вигідно відрізняються від діючих проектних варіантів без врахування перетоку, що забезпечує стабілізацію пластового тиску і відповідно збільшення видобутку газу.

Однако ДКС на Шебелинському родовищі так і не була введена в експлуатацію станом на 01.01.2023 р., фактична розробка Шебелинського ГКР з 2016 року пішла по варіанту з урахуванням перетоку газу із глибоких горизонтів. На рис. 1 показано криві видобутку газу та пластові тиски фактичні, в тому числі подовженні з 2016 по 2023 рік, які співпадають з прогнозам автора 2017 року [3].

Таким чином прогноз показників розробки наведений в даній статті є уточненням до останніх прийнятих документів розробки, і рекомендується для врахування в наступних розрахунках щодо прогнозу довгострокового видобутку газу із Шебелинського ГКР. За результатами підрахунків при безкомпресорній розробці з урахуванням перетоку газу починаючи з 2020 року спостерігається перехід в режим постійного річного видобутку в об'ємах 1,7-1,9 млрд. м³. Останнє підтверджує відновлення запасів газу Шебелинського ГКР за рахунок теорій постійної дегазації Землі.

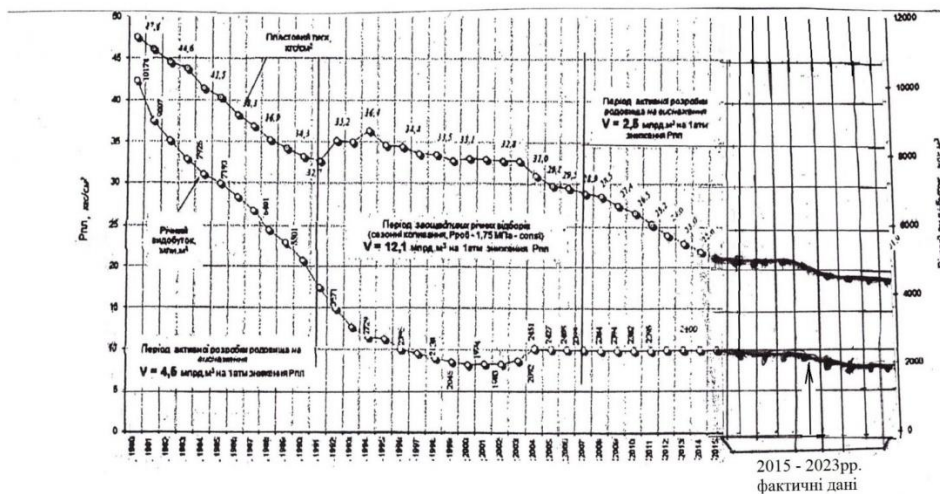


Рис.1 – Темпи вилучення залишкових запасів Шебелинського ГКР по роках

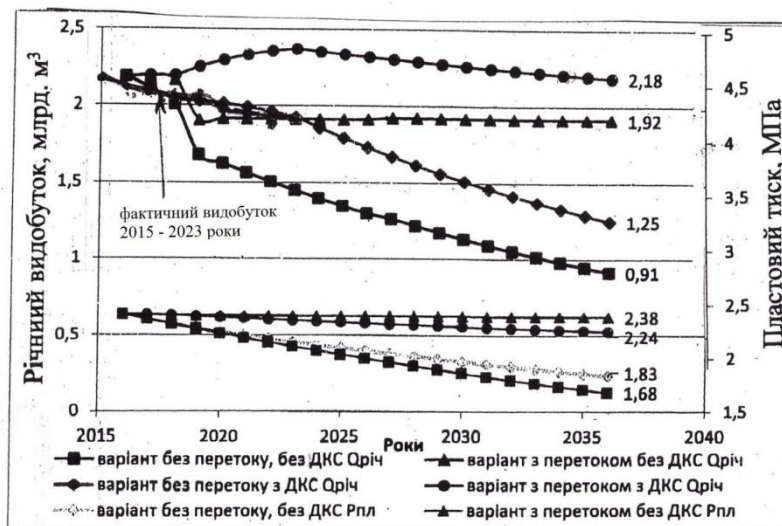


Рис.2 – Прогноз показників розробки Шебелинського ГКР за різними варіантами розробки

Висновки:

1. Таким чином, перспективи довгострокової розробки Шебелинського ГКР в значній мірі залежать від відновлення запасів газу за рахунок перетоків газу з глибинних горизонтів карбону по тектонічним порушенням, що сприяє підтримуванню пластового тиску в покладі та забезпечує підтримування обсягів річного видобутку. При цьому річний видобуток газу не може бути меншим 1,7 млрд. м³ на протязі багатьох десятиліть.

2. Встановлене виконаними дослідженнями явище відновлення запасів газу на Шебелинському ГКР є перспективним і для інших родовищ України і потребує подальших спеціальних досліджень, для визначення довго строкості розробки родовищ на пізній стадії експлуатації.

3. Видобуток газу станом на 01.01.2023 року склав – 1,8 млрд. м³/рік, що підтверджує відновлення запасів за рахунок перетоків із глиб. горизонту.

Список використаних джерел: 1. *Теория и практика применение методов увелечение нефтеотдачи пластов С.Н. Закиров, Р.Н. Кондрат, Э.А. Волосник и др. // Материалы Международного научного семинара. В 2-х томах. Т.2. Москва, 2009. С. 15 – 161.*

2. *Фесенко Ю.Л. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища. Нафтова і газова промисловість. 2009. № 5-6. С. 24-28.*

3. *Фик І.М. Шебелинське газоконденсатне родовище відновлення запасів чи обводнення? Нафтогазова галузь України. 2018. №6. С. 3-10.*

4. *Кривуля С.В. Особливості геологічної будови, нарощування запасів та розробка великих родовищ у відкладах P1-C3 в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища. Вісник ХНУ. 2012. №1033. С. 15-82.*

5. *Вдовиченко А.І. Проблеми нарощування запасів і видобутку нафти і газу в Україні рахунок їх відновлення / А.І. Вдовиченко, А.М. Коваль, П.М. Чепель // Нафта і газ. Наука-Освіта. Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали Всеукраїнського науково-техніч. конф. (м. Дрогобич, 10-11 березня 2016 р.). Дрогобич: ТзОВ «Трек-ЛТД». 2016. 174 с.*

6. *Енергетичні ресурси геологічного середовища України (стан та перспективи): у 2-х т. Т.2 / Г.І. Рудько, О.І. Бондар, В.І. Ловинюков [та ін.]; За ред. Г.І. Рудька. Чернівці: Букрек, 2014. 520 с.*

7. *Лукін О.Ю. Забезпечення України власним природним газом: проблемні аспекти. За матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України, 2 липня 2014 року. Вісник НАН України. 2014. №9. С. 16-22.*

ВПЛИВ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВ

Рябих Б.В. -студент

НТУ «ХП».

Керівник- д.т.н. Фик І.М.

Анотація: Дослідження спрямоване на вивчення впливу геолого-промислових умов на регіональний розвиток. Аналізуються можливості використання геологічних особливостей для ефективного виробництва та використання природних ресурсів. Робота також звертає увагу на проблеми, пов'язані з геологічними ризиками та негативним впливом промисловості на навколишнє середовище.

Ключові слова: геолого-промислові умови, регіональний розвиток, природні ресурси, екологічний вплив, геологічні ризики, економічна стійкість.

Постановка проблеми в загальному вигляді

Актуальність дослідження передбачає визначення основного питання чи теми, яка вимагає уваги та дослідження. Це може бути конкретний аспект явища, ситуації або проблеми, що потребує розгляду та аналізу з метою знайти можливі шляхи вирішення чи покращення ситуації.

Формулювання завдань досліджень та мета статті Метою статті є розумінням та аналіз впливу геолого-промислових умов на регіональний

розвиток, зокрема їх вплив на використання природних ресурсів та економічну стійкість регіону.

Виклад основного матеріалу досліджень

Кінцеві величини газо- і конденсатовилучення визначаються після закінчення розробки газоконденсатних родовищ як відношення вилученої маси сухого газу (без C^{5+}) і конденсату (C^{5+}) відповідно до їх балансових запасів. У даному розділі конденсатовилучення розглядається як похідна від газовилучення чим більше вилучення газу, тим більше вилучення конденсату.

До основних природних геологічних факторів, що впливають на ступінь вилучення газу та конденсату з надр, належать: їх початкові запаси; глибина і термобаричні умови покладів; фізико-хімічні властивості пластового газу; тиск початку конденсації та газоконденсатна характеристика покладу; колекторські властивості продуктивних пластів і ступінь їх літологічної однорідності; складність геологічної будови родовища та активність пластових вод

Розглянемо вплив природних геологічних факторів, який вони справляють на ступінь вилучення газу та конденсату з надр.

Початкові запаси: Кінцеві коефіцієнти газо- і конденсатовилучення перебувають у прямій залежності від величини початкових запасів для всіх природних режимів розробки. Можна виділити два головні фактори позитивного впливу величини запасів на кінцеве газо- і конденсатовилучення:

- перший – організаційно-технологічний, коли концентрація промислових робіт по одному місці, наприклад, на величину газоконденсатному родовищі, при тих же капітальних і експлуатаційних затратах дає можливість провести і більше

технічних і технологічних робіт, спрямованих на збільшення газу і конденсатовилучення;

- другий – геолого-технологічний коли є можливість розгорнути роботи по площі розрізу для впровадження необхідних нових систем розробки, спрямованих на максимальне газоконденсатовилучення. Необхідно зауважити що порівнювати коефіцієнти кінцевого газу і конденсатовилучення та величину запасів слід тільки для однакових режимів розробки, тому що при однакових запасах газу і конденсату кінцеве вилучення вуглеводнів завжди буде вище там, де відсутній водонапірний режим або його елементи

Глибина і термобаричні умови. Ці фактори, як правило, залежні: із збільшенням глибини підвищується температура і пластовий тиск. В ідеальних умовах ці фактори безпосередньо впливають на кінцеве газоконденсато-вилучення, тому що при однакових кінцевих робочих тисках розробки газоконденсатних родовищ більше газу і конденсату буде видобуто в тих родовищах, де більше початковий пластовий тиск.

Цей фактор впливає з аналізу формули (4.1) з роботи Р.М. Кондрата:

$$\beta_{г.кін} = 1 - \frac{P_{кін} * Z_{п}}{P_{п} * Z(P_{кін})}$$

де $\beta_{г.кін}$ – коефіцієнт кінцевого газовилучення;

$P_{п}, P_{кін}$ – початковий кінцевий пластовий тиски;

$Z_{п}, Z(P_{кін})$ – початковий і кінцевий коефіцієнт стисливості газу.

Чим більше різниця між $P_{п}$ і $P_{кін}$ тим вищим коефіцієнт конденсатовилучення.

Фізико-хімічні властивості пластового газу. Вони значною мірою впливають на кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення через співвідношення вуглеводнів метанового ряду, особливо C^{5+} , тобто: чим

більше у пластовому Газі вуглеводнів C^{5+} , тим нижчий буде коефіцієнт конденсатовилучення з родовища.

Якщо розробляються газоконденсатні поклади з високим вмістом конденсату у пластовому газі (понад 250 г/м^3), значний вплив на газовилучення з пласта справляє ретроградна конденсація вуглеводнів при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації.

На більшості газоконденсатних родовищ України з високим вмістом конденсату тиск початку конденсації дорівнює початковій величині пластового тиску або трохи нижче, що призводить до інтенсивної конденсації важких вуглеводнів при падінні пластового тиску та різкого зниження фазової проникності для газу.

Колекторські властивості продуктивних пластів. Вплив колекторських властивостей пластів на коефіцієнти газу і конденсатовилучення слід розглянути у двох напрямках:

- перший - це вплив при розробці на виснаження;
- другий - це вплив при розробці в умовах прояву водонапірного режиму.

При розробці газоконденсатних родовищ на виснаження головним петрофізичним параметром, що істотно впливає як на поточне, так і на кінцеве газоконденсатовилучення, є проникність. Чим більше проникність, тим більші будуть поточні, і кінцеві коефіцієнти конденсатовилучення. Для багатопластових родовищ низькою проникністю суттєвими стають градієнти початкових пластових тисків: на пізній стадії розробки залучаються дренавання пласта і зони з початковими пластовими тисками, зростають запаси, розраховані методом падіння пластового тиску, збільшується строк розробки родовищ.

Технологічні і техніко-економічні фактори також суттєво впливають на коефіцієнти газу- і конденсатовилучення. Найперше - це система і спосіб

розробки покладів (режими розробки природний - виснаження, водонапірний, змішаний; штучний - сайклінг-процес, перепуск газу, заводнення та ін.). Але на відміну від геологічних ці фактори піддаються регулюванню і можуть бути враховані при підготовці проектів розробки, а тим самим регулюється коефіцієнти як газо-, так і конденсатовилучення.

Список використаних джерел: 1. *За матеріалами компанії Shell.*

ВПЛИВ ПРИРОДНИХ РЕЖИМІВ РОЗРОБКИ

Сидоров Д.- студент

НТУ «ХП».

Керівник- д.т.н. Фик І.М.

Анотація: У тексті розглядається питання розробки газоконденсатних покладів на виснаження. Автори виділяють два основних режими розробки - газовий і водонапірний, а також зміну режимів у процесі експлуатації. Розглядається вплив обводнення свердловин на рентабельність видобутку газу та конденсату. Зазначається, що кінцеве газовилучення пласта залежить від різних факторів, включаючи величину залишкового пластового тиску, вплив повного витіснення газу водою, наявність газових ціликів в обводненому об'єму покладу та інші параметри.

Ключові слова: Газоконденсатні поклади, розробка покладів ,газовий режим, водонапірний режим, зміна режимів, обводнення свердловин, виснаження покладів, пластовий тиск, коефіцієнт газовилучення, конденсатовидобування

Мета: розглянути та описати різні режими розробки газоконденсатних покладів на виснаження та визначити вплив різних параметрів, таких як глибина залягання покладу, температура, початковий пластовий тиск, тиск початку конденсації, проникність колекторів та газонасиченість, на кінцевий коефіцієнт газовилучення та конденсатовидобування. Також в

тексті розглядається класифікація газових та газоконденсатних покладів на основі їх характеристик та досвід розробки цих покладів в Україні.

При розробці газоконденсатних покладів на виснаження розрізняють два. Основні режими: газовий та водонапірний. У процесі їх експлуатації може відбуватися зміна режимів. Нерідко наприкінці розробки поклади частину свердловин обводняється, а інші працюють до кінця розробки, поли подальша їх експлуатація з низькими дебітами стане нерентабельною. За таких умов кінцеве газовилучення пласта залежить не тільки від величини залишкового пластового тиску, але й від повного витіснення газу водою, наявності газових ціликів в обводненому об'єму покладу, де зберігається більше високий пластовий тиск. Такий режим пропонується визначати як змішаний.

Виходячи з домінуючої форми прояву пластової енергії при розробці газоконденсатних покладів на виснаження можна виділити три режими: газовий, коли до кінця розробки обводнено не більше 0,3 обсягу покладу; водонапірний - при обведенні понад 0,8 обсягу покладу; змішаний, якщо обводнена частина покладу становить 0,3 - 0,8 загального обсягу.

Для усіх цих режимів кінцевий коефіцієнт газовилучення (β) можна визначити за безрозмірним виразом, запропонованим В. С. Григор'євим:

$$\beta = 1 - \alpha (1 + \varepsilon) \bar{\Omega}_\beta \bar{P}_B - (1 - \bar{\Omega}_\beta) \bar{P}$$

де α – відносне зниження газонасиченості обводнених пор пласта;

$\bar{P}_B \bar{P}$ – відносне зниження зведеного пластового тиску ($P/2$) відповідно в обводненому та газонасиченому обсягах покладу;

$\varepsilon = \frac{\omega}{\Omega_0} \left(\frac{1}{\alpha} - 1 \right)$ - коефіцієнт, що враховує відносний обсяг газових ціликів обводненої частини покладу.

При газовому режимі ($\Omega_B / (\Omega_0 = 0)$) із рівняння (4.6) отримаємо зазвичай застосований вираз коефіцієнта газовилучення:

$$\beta = 1 - \bar{P}$$

При повному обводненні покладу $\Omega_B = 1$ з рівняння:

$$\beta = 1 - \alpha (1 + \varepsilon) \bar{P}_B$$

З цих виразів випливає, що при ідеальному газовому режимі величина кінцевого газовидобування залежить тільки від відносного зниження зведеного пластового тиску (пружні деформації пласта колектора та зміна газонасиченості пласта не враховуються). При водонапірному режимі величина кінцевого вилучення залежить від трьох параметрів: α , ε , \bar{P}_B , із зменшенням їх загальне значення збільшується газовилучення. При водонапірному режимі $\bar{P}_B = 1$. В Україні накопичено великий досвід розробки газових та газоконденсатних покладів з різними обсягами запасів газу та вмістом конденсату при різних режимах розробки пластів.

Виділяються чотири основні типи покладів:

1. Унікальні та великі виснажені багат шарові газові та газоконденсатні поклади масивно-пластового типу з невеликим та середнім вмістом конденсату та відносно низькою проникністю пластів, що розробляються в умовах домінуючого прояву газового режиму, родовища Шебелинське, Єфремівське, Хрестищенське та Медичне. Поточний коефіцієнт газовидобування цих покладів змінюється не більше 0,58 і 0,89; очікуваний наприкінці розробки 0,95. Поточний коефіцієнт конденсатного вилучення 0,42 - 0,78.

2. Група газових покладів пластового типу, таких за запасами газу, які характеризуються порівняно невеликими глибинами залягання 1200-1600 м, високою проникністю пластів та активним водонапірним режимом розробки: родовища Рибальське, Солохівське, Радченківське, Більське

(юра) та ін. група закінчена розробкою при пластових тисках, близьких до початкових, високим коефіцієнтом газовилучення пластів у межах 0,81 - 0,97. Пластове тиск газового покладу Солохівського родовища знизився з 8,35 до 8,3 МПа; Бельського - з 15,1 до 15,09 МПа; Радченківського з 9,7 до 3,2 МПа.

3. Група газоконденсатних покладів, середніх за величиною запасів газу (10 - 30 млрд. м³), пластового та масивно-пластового типів з високим вмістом конденсату в пластовому газі (понад 250 г/м³), що розробляються в режимі сайклінг- процесу, родовища Тимофіївське (горизонт Т-1), Котелівське, Новотроїцьке та на виснаження – родовища Березівське, Тимофіївське (горизонти 8-16-17), Гадяцьке, Великобубнівське, Анастасіївське та інші. Розробка таких покладів на виснаження призводить до залишення в пласті не менше 20 - 30% газу та 70-80% запасів конденсату. Застосування сайклінг-процесу підвищив коефіцієнт конденсатовидобування приблизно в 1,5-2 рази, а газовиділений – 10-15%. Слід зазначити, що з цієї групи родовищ характерний зв'язок газо- та конденсатовидобування. Випадання конденсату у пласті і на вибоях свердловин при розробці на виснаження різко знижує фільтраційні властивості пласта, особливо в привибійних зонах, свердловини глушаться конденсатом і надалі не працюють, що призводить до зниження коефіцієнта як конденсато-, а й газовиділення.

4. Група газових та газоконденсатних родовищ багат шарового типу, малих за запасами газу, з низьким та середнім вмістом конденсату, що розробляються на виснаження в основному в умовах газового режиму (Кременівське, Ланновське, Західно-Сосновське, Дружелюбовське та ін.). Поточний коефіцієнт Вилучення в цій групі досить високий і може досягати 0,95.

Короткі відомості про поточне та проектне газо- та конденсатовилучення з покладів різних груп родовищ представлені у табл.

“Залежність коефіцієнта пасивної газонасиченої пористості від коефіцієнтів проникності та початкової газонасиченості”.

Узагальнення проведених теоретичних та експериментальних досліджень, а також аналіз поточних та кінцевих коефіцієнтів газо- та конденсатовипромінювання за деякими родовищами України, наведеними у табл. “Залежність коефіцієнта пасивної газонасиченої пористості від коефіцієнтів проникності та початкової газонасиченості” дозволяє зробити такі висновки:

-коефіцієнти газо- і конденсатовитягу знаходяться в прямій залежності від глибини залягання покладу, температури та початкового пластового тиску, у зворотній залежності від тиску початку конденсації, кінцевого тиску розробки;

- коефіцієнти газо- і конденсатовитягу залежать від початкової газонасиченості та проникності колекторів: для режиму виснаження пряма залежність; для водонапірного режиму назад.

З цього розділу можна зробити наступні висновки:

Розробка газоконденсатних покладів на виснаження передбачає різні режими, такі як газовий, водонапірний і змішаний. Вибір режиму розробки важливий для оптимального вилучення газу та конденсату.

Величина кінцевого газовилучення залежить від різних параметрів, таких як глибина залягання покладу, температура, початковий пластовий тиск, тиск початку конденсації, проникність колекторів та газонасиченість.

Класифікація газоконденсатних покладів на основі їх характеристик дозволяє виділити різні типи покладів, які вимагають різних підходів до розробки.

Розробка газоконденсатних покладів може призвести до залишення значних обсягів газу та конденсату в пласті, що може вплинути на фільтраційні властивості та продуктивність свердловин.

Україна має значний досвід розробки газових та газоконденсатних покладів різних типів, що дозволяє розробляти оптимальні підходи до видобутку цих ресурсів.

Отже, розуміння режимів розробки газоконденсатних покладів та їх впливу на вилучення ресурсів є важливим для ефективної видобутку газу та конденсату.

Список використаних джерел: 1. Фик І. М. *Геолого–технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ* : дис. д-ра техн. наук : спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ» / Фик Ілля Михайлович ; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 180-184. 2. За матеріалами компанії Shell.

ЗАЛЕЖНІСТЬ ПРОНИКНОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ВІД ПОРИСТОСТІ

Костенко М.-студент

ХНУ ім. В. Н. Каразіна.

Керівник- д.т.н. Фик І.М.

У роботі розглянуто такі поняття як пористість та проникність гірських порід. Було проаналізовано їх взаємозалежність в реальних умовах у пластах родовища. Також була визначена залежність проникності від пористості у вигляді формул.

Ключові слова: проникність, пористість, рівняння, формули, залежність, гірські породи.

Concepts such as porosity and permeability of rocks are considered in the work. Their interdependence in real conditions in the layers of the deposit was

analyzed. The dependence of permeability on porosity was also determined in the form of formulas.

Key words: permeability, porosity, equations, formulas, dependence, rocks.

Проникність гірських порід – здатність гірських порід пропускати крізь себе рідини та газу під дією гідростатичного тиску.

Пористість – наявність у гірській породі пор(порожнеч).

В теорії, для гарно відсортованих порід залежність проникності від пористості не спостерігається. Але для колекторів в реальному житті можна відмітити наступну закономірність : чим більш пористою є порода, тим вона є більш проникною.

На графіку(рис.1) показано залежність між пористістю та проникністю колекторів з 5 різних свердловин, розташованих на 3 різних нафтових родовищах басейну Куу Лонг у В'єтнамі. Графік відображає зазначену вище закономірність про пряму залежність проникності від пористості. Проникність тут вимірюється у мілідарсі(мД), а пористість у відсотках у формі десяткового дробу. Кожен колір точки відповідає своїй свердловині.

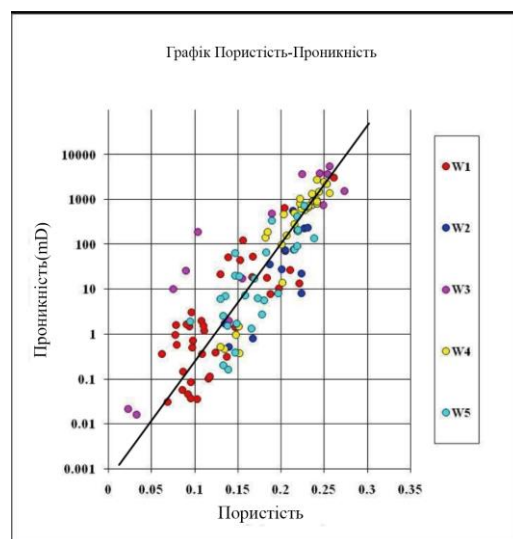


Рис.1- *Графік взаємозалежності пористості та проникності за даними 5 свердловин на родовищі Куу Лонг*

Співвідношення рівнянь Пуазейля і Дарсі допомагає оцінити залежність проникності від розміру пор для фільтрації капілярними порами ідеально пористого середовища. В такому випадку пористе середовище являє

собою систему прямих трубок з перетином однакової довжини L , яка є рівною довжині самого середовища.

Наведене рівняння Пуазейля(1) ілюструє об'ємну швидкість течії рідини, яка проходить через дане середовище:

$$Q = \frac{n \cdot \pi \cdot r^4 \cdot F \cdot \Delta P}{8 \cdot \mu \cdot L},$$

де r – радіус порового каналу; L – довжина порового каналу; n – число пор, що припадають на одиницю площі фільтрації; F – площа фільтрації; μ – в'язкість рідини; ΔP – перепад тисків.

Якщо брати до уваги коефіцієнт пористості середовища, через яке відбувається фільтрація, то він визначається за наступною формулою(2):

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{зразка}} = \frac{n \cdot F \cdot \pi \cdot R^2 \cdot L}{F \cdot L} = n \cdot \pi \cdot R^2.$$

Попередню формулу можна переписати(3):

$$Q = F \frac{m r^2 \Delta P}{8 \mu L}.$$

А з формули Дарсі виходить(4):

$$Q = F k \frac{\Delta P}{L \mu}$$

Якщо прирівняти праві частини формул 3 і 4 то можна отримати взаємозв'язок пористості та проникності(5):

$$k_{np} = \frac{m \cdot r^2}{8}.$$

Тобто розмір каналу пор відповідає наступному(6):

$$R = \sqrt{\frac{8 k_{np}}{m}}.$$

Якщо перевести проникність в мкм^2 , то радіус порових каналів буде відповідати(7):

$$R = 2,86 \sqrt{\frac{k_{np}}{m}}.$$

Слід обов'язково зазначити, що формули 3-7 характеризують взаємозалежність пористості, проникності та радіусу порового каналу. Рівняння 5-7 правдиві тільки для умов ідеального пористого середовища(таким може бути кварцовий пісок).

В той же час для реальних умов застосовується формула Котяхова(8):

$$R = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k_{np} \varphi}{m}},$$

де R – радіус пор; φ – структурний коефіцієнт, який визначає звивистість порового простору.

Структурний коефіцієнт можна виміряти за допомогою визначення електроопору порід. Для керамічних пористих середовищ за діапазону пористості від 0,39 до 0,28, по експериментальним даним, φ варіюється від 1,7 до 2,6. В той час як структурний коефіцієнт зернистих порід визначається за наступним рівнянням(9):

$$\varphi = \frac{0,5035}{m^{1,1}}.$$

Для розрахування коефіцієнта проникності під час фільтрації по каналам застосовується співвідношення формул Пуазейля та Дарсі(10).

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \text{ и } Q = Fk \frac{\Delta P}{L \mu}.$$

Загальна площа пір по яким проходить фільтрація дорівнює: $F = \pi \cdot r^2$, то $\pi = F / r^2$.

Якщо підставити цю величину у формулу Пуазейля та скоротити однакові параметри отримаємо(11):

$$k_{np} = \frac{r^2}{8}.$$

Якщо параметр r вимірюється в (см), а коефіцієнт проникності в Дарсі(Д), ($1\text{Д} = 10^{-8}\text{см}$), то додається коефіцієнт для перерахунку $= 9,869 \cdot 10^{-9}$. В такому випадку коефіцієнт проникності під час фільтрації по капілярам дорівнює(12):

$$K_{np} = r^2 (8 \cdot 9,869 \cdot 10^{-9}) = 12,5 \cdot 10^6 r^2$$

Список використаних джерел:

1. *A Neural Network approach for hydraulic flow unit-based reservoir characterization/ An Hai Le // Conference: 9th SEGJ International Symposium –Imaging and Interpretation, at: Sapporo, Japan, October 2009.*
2. *Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Д. : Донбас, 2004. – Т. 2 : А - К. – 640 с. – ISBN 966-7804-14-3. – 377 с.*
3. *Петрофізика нафтогазових колекторів і флюїдоупорів: підручник / І. М. Фик, С.І. Горелик, Я. О. Раєвський; під ред. І.М. Фика. - Харків: , 2015. – 29-32с.*

ОЦІНКА ПОТЕНЦІАЛУ ТРАНСФОРМАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ЄФРЕМІВСЬКОГО РОДОВИЩА В ГЕОТЕРМАЛЬНИЙ ФОНД

**Михайленко А.А.- студент
НТУ «ХП».
Керівник- к.т.н. Фик М.І.**

Анотація. Метою даної роботи є оцінка перспектив вилучення геотермальної енергії з продуктивного покладу Єфремівського родовища, кількісна оцінка теплопродуктивності обраної високодебітної свердловини в одиницях видобування природного газу, прогноз адаптації технологічної схеми процесу вилучення геотермальної енергії з розкритого масивного покладу.

Ключові слова: геотермальна енергія, переведення свердловин, енергетичний потенціал, геотермальні резерви нафтогазових покладів, Єфремівське газоконденсатне родовище.

Зі зростанням попиту на сталі ресурси енергетичний сектор переживає трансформацію. Увага приділяється альтернативним джерелам енергії, зокрема геотермальним ресурсам. Геотермальна енергія, базована на теплових резервуарах у глибинних свердловинах, вважається стабільним та надійним джерелом відновлюваної енергії. Дослідження у цій галузі

охоплюють аналіз технічних підходів, вивчення впливу на навколишнє середовище, розробку математичних та економічних моделей. Оцінки енергетичних здобутків та технологічні схеми геотермальних сайтів на базі нафтогазових покладів свідчать про потенціал цього напрямку [1]. Огляд технологій та викликів пов'язаних з геотермальною енергетикою з використанням старих нафтогазових свердловин наголошує на адаптації закритих геотермальних систем до геологічних особливостей та екологічних проблем. Різні країни показують прогрес та позитивні результати в цій галузі.

В умовах України для досліджень нами обрано масивний поклад Єфремівського газоконденсатного родовища, який належить до Машівсько-Шебелинського газоносного району Східного нафтогазозного регіону України. Розташоване в Харківській області України, в 20 км на захід від Шебелинського родовища. Відкрито “Харківнафтогазрозвідка” у 1965 році. Має великий потенціал для конвертації глибинних резервуарів у геотермальні сайти енергогенерації через високу температуру, масивно-пластову структуру та великі видобувні запаси. Поклад масивно-пластовий, екранований соляними штоками та хемогенними відкладами пермі, початкові видобувні запаси категорій А+В+С1: газу — 109970 млн. м³; конденсату — 2595 тис. т. [2]. Масивні підземні сольові утворення сприяють зберіганню розігрітого теплоносія на значних глибинах. Розглядається можливість створення комбінованого енерготехнічного вузла для виробництва електроенергії, тепла та цінних продуктів з геотермальних вод на основі цього родовища. У серпні 1967 року родовище введено в дослідно-промислову розробку на підставі “Технологічної схеми розробки...” (Укрндігаз, 1967 р.). Станом на 01.09.2012 р. Єфремівське ГКР нараховувало в експлуатаційному фонді 79 свердловин, у т.ч. діючий фонд – 78 свердловин.

Вибір оптимальних схем та оцінка трансформації свердловин в геотермальні об'єкти вимагають інтеграції геологічних, гідродинамічних,

енергетичних та економічних аспектів. У даній роботі розглядається аналіз енергетичного потенціалу теплоелектрогенерації високодебітної свердловини обраного родовища, яка розкрила продуктивний поклад у геотермальний фонд. Технологічна схема базується на попередньому досвіді та включає утворення закритої схеми циркуляції пластової води та комбінації прямої та бінарної трансформації низькопотенційного тепла в різновиди енергоресурсів. Спеціалісти виділяють кілька способів реалізації використання старих свердловин для отримання геотермального тепла (рис.1).

Найбільш оптимальним є використання геотермальних вод через експлуатацію або ін'єкцію у свердловин [1]. Воду можна використовувати як основний теплоносій або для гідратації покладу разом із нафтою або газом. Інший метод передбачає використання свердловин для теплообмінників. Подальші дослідження спрямовані на збільшення кількості свердловин, які можуть бути використані як геотермальні джерела, а також на оптимізацію методів видобутку теплового ресурсу, зокрема, за допомогою води, проміжного теплоносія або зрідженого CO₂.

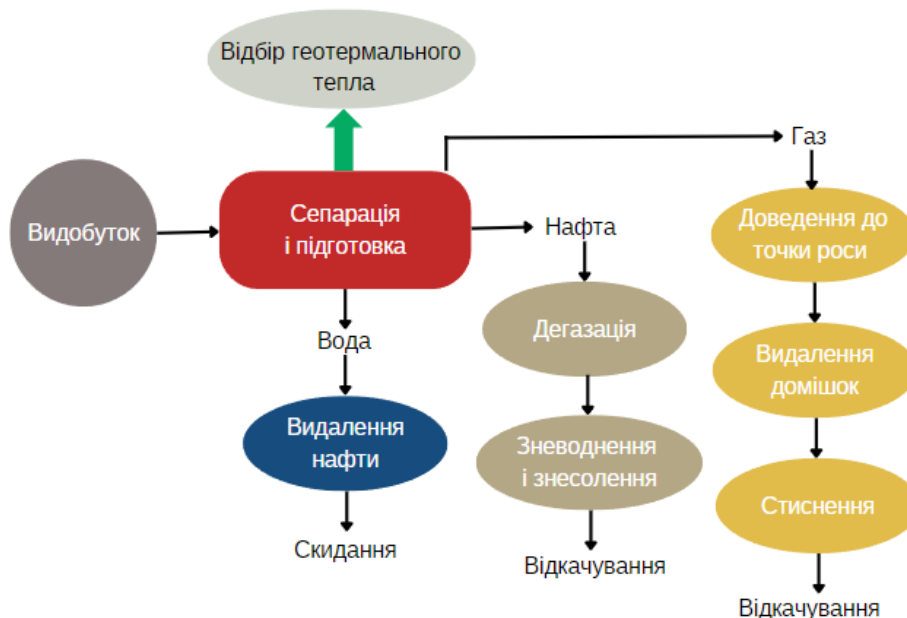


Рис.1 - Схема сучасної централізованої системи збору нафти. Теплова енергія в цьому випадку може бути забраною геотермальним теплообмінником, що встановлений в системі сепарації .

За нашими оцінками, потужність видобутку геотермальної енергії становить 15 МВт (рис.2).

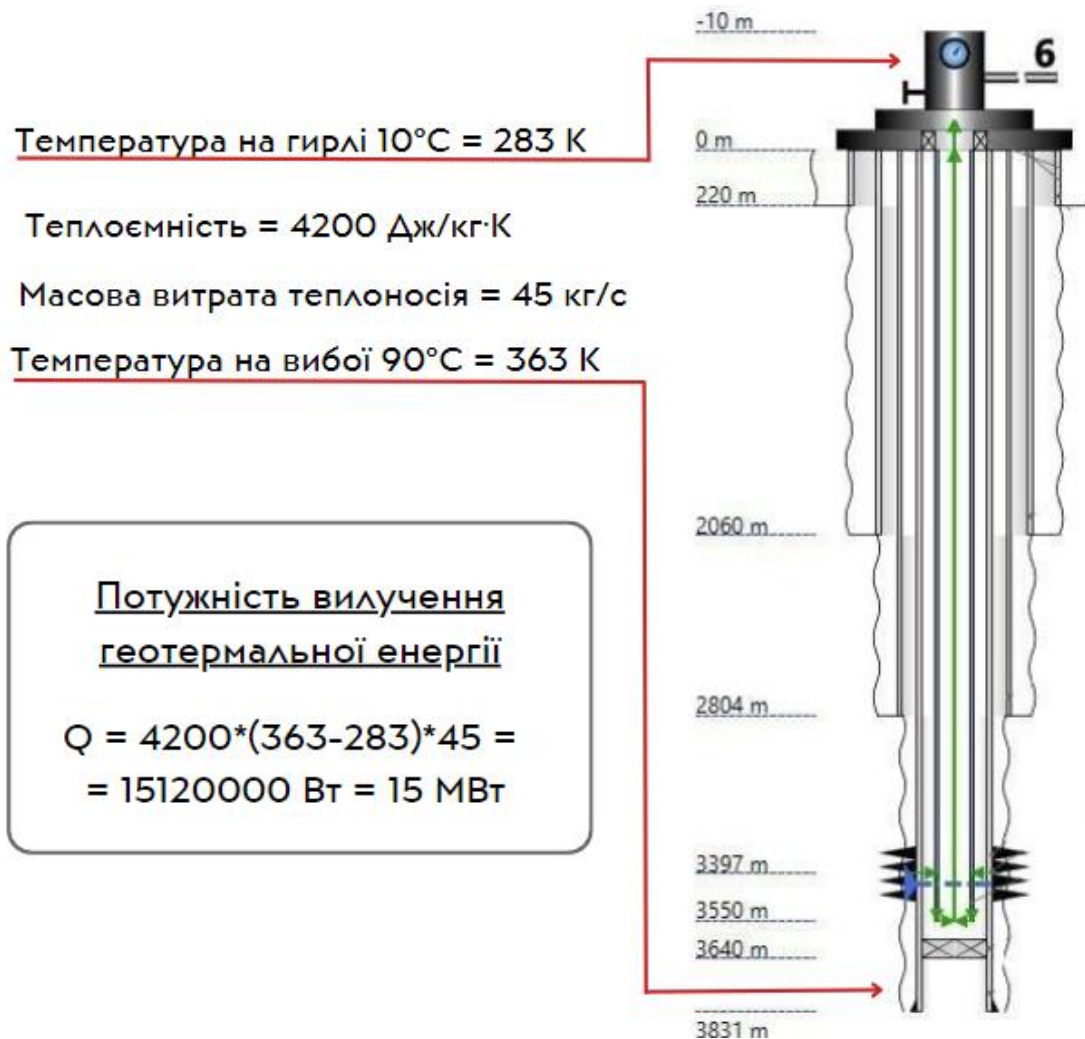


Рис.2 - Ілюстрація однієї зі свердловин Єфремівського газоконденсатного родовища, яку ми використовуємо як приклад для розрахунку потужності видобутку геотермальної енергії.

Гаряча вода зі свердловини спочатку потрапляє в парогенератор, де нагріває конденсат первинної пари до температури кипіння. Коли тиск знижується, частина води перетворюється на пару і проходить через турбінну секцію. Решта води, яка не перетворилася на пару, повертається до свердловини і може повторно використовуватися для опалення. Одна зі свердловин, переведених у геотермальний фонд, забезпечує еквівалент

видобування природного газу за енергетичними одиницями 34 тис. м³/добу .

Переведення старих свердловин на геотермальне використання – це актуальна тема для нафтогазової галузі, яка стикається з виснаженням родовищ, старінням покладів, нестабільністю цін на вуглеводні та зростанням попиту на відновлювану енергію, відсутністю адекватної користі від виснажених покладів та проведених до цих покладів свердловин. Показана можливість перетворити свердловини та інтегрувати в сайти геотермальної енергетики, встановивши додаткові геотермальні теплообмінники та циркуляційні контури. За розрахунками потужності, потенційні свердловини можуть вилучати геотермальні ресурси в промислових масштабах. На прикладі Єфремівки, енергетичний еквівалент 15 МВт продукції по природному газу становить 30-35 тисяч м³/добу. В умовах геологічних продуктивних покладів розглянутих родовищ України найбільш вигідною є пряма схема тепловикористання місцевими споживачами тепла, включаючи промислові, та використання залишку – бінарними схемами з електрогенераторами .

Список використаних джерел:

1. Фик М. І. *Теоретичні основи процесів тепломасообміну раціонального вилучення геотермальних флюїдів вуглеводневих свердловин [Електронний ресурс] : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : спец. 05.17.08 / Михайло Ілліч Фик ; [наук. консультант Білецький В. С.] ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". – Харків, 2021. – 42 с. – Бібліогр.: с. 31-38. – укр. 2. Гірничий енциклопедичний словник : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004. — Т. 3. — 752 с. — ISBN 966-7804-78-X.]*

ГЕОЛОГІЧНІ ТА ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ - КЛЮЧ ДО ВИЯВЛЕННЯ НОВИХ РОДОВИЩ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

**Мазуркевич А.Р.- аспірант
ХНУ ім. В. Н. Каразіна.
Керівник-д.т.н. Фик І.М.**

Робота розглядає важливість геологічних та геохімічних досліджень у виявленні, розробці та ефективному використанні родовищ енергетичних ресурсів та висвітлює ключові методи та техніки, такі як сейсмічна томографія та хімічний аналіз, які дозволяють геологам та геохімікам отримати детальну інформацію про гірські породи та їхні характеристики.

Ключові слова: геологія, геохімія, енергетичні ресурси, сейсмічна томографія, хімічний аналіз.

The work examines the importance of geological and geochemical investigations in the discovery, development and efficient exploitation of energy resource deposits and highlights key methods and techniques, such as seismic tomography and chemical analysis, which allow geologists and geochemists to obtain detailed information about rocks and their characteristics.

Keywords: geology, geochemistry, energy resources, seismic tomography, chemical analysis.

В сучасному світі енергетичні ресурси визначають розвиток економік, технологій та забезпечення життєвого рівня населення. Однак, оскільки традиційні джерела вичерпуються, а попит на енергію постійно зростає, пошук та виявлення нових родовищ стають ключовим завданням для глобальної енергетики. Геологічні та геохімічні дослідження грають визначальну роль у цьому процесі оскільки можуть визначити не лише наявність, але і ефективність енергетичних ресурсів у конкретних регіонах. Ці дослідження надають цінні дані для вирішення проблем пошуку нових родовищ та раціональної експлуатації вже відомих.

Геологічні дослідження включають в себе аналіз структури та складу гірських порід, визначення їхньої історії формування та взаємодії з

навколишнім середовищем. Сучасні технології дозволяють використовувати сейсмічні методи, вищевказані відбиття та рефракції, для створення тривимірних зображень підземних утворень. Сейсмічна томографія дозволяє геологам визначити глибину резервуарів та їхню просторову структуру.

Геологічні дослідження також враховують гідрогеологічні умови, що визначають рух рідин та газів у підземних породах. Аналіз таких параметрів, як проникність та пористість гірських порід, допомагає розуміти, наскільки легко відбувається видобуток.

Геохімічні дослідження зосереджуються на аналізі хімічного складу ґрунту, порід та водних середовищ. Вони дозволяють виявляти характеристики, що свідчать про можливу наявність енергетичних ресурсів, такі як вуглеводні. Елементи, такі як вуглець, водень, кисень та азот, утворюють специфічний геохімічний слід, який може бути виявлений та проаналізований. Хімічний аналіз води та ґрунту може підказати наявність органічних речовин, що, в свою чергу, може вказувати на можливість нафтогазових родовищ.

Застосування інтегрованого підходу, який об'єднує геологічні та геохімічні дані, дозволяє отримати комплексну картину геологічних структур та характеристик ґрунту. Комбінування результатів сейсмічних досліджень із геохімічним аналізом дозволяє створити повніші та точніші моделі родовищ. Це знижує ризики буріння свердловин та дозволяє визначити оптимальні місця для подальшого видобутку. Інтеграція цих досліджень надає можливість приймати обґрунтовані рішення та реалізовувати енергетичні проекти з максимальною вигодою для суспільства та навколишнього середовища.

Список використаних джерел:

1. А.Ф. Коробейніков *Геологія. Прогнозування та пошук родовищ корисних копалин*, 2017 р.
2. О.В. Сухініна *Ідентифікація геологічних розломів геофізичними методами для оцінки ризику підземних гірничих робіт*, 2022, <https://doi.org/10.24028/gj.v44i6.273645>.

**Дослідження керну з метою визначення перспективних площ
західного регіону України для зберігання CO₂.**

Ярошенко А.М.- аспірант

ХНУ ім.В. Н. Каразіна.

Керівник- професор Лур'є А.Й.

Головною метою цього дослідження було визначення перспективи закачування та захоронення CO₂ в пласти порід Бузівської, Північно-Пинянської, Солотвинської, Хідновичської площ. Ключові слова: керн, пористість, проникність, CO₂.

Об'єкт досліджень: породи свердловин №7 Бузівської площі; №3 Північно-Пинянської площі; №21, 28 Солотвинської площі; №33 Хідновичської площі

Пористість порід при пластових умовах. Лабораторні вимірювання з використанням установки високого тиску ВСЦ-1000 [1,2,3] дозволили оцінити зміну коефіцієнта пористості в пластових умовах ($p_{\text{эф}}=11-30$ МПа, $t=40-70$ °С) для зразків насичених моделлю пластової води (рисунок 1).

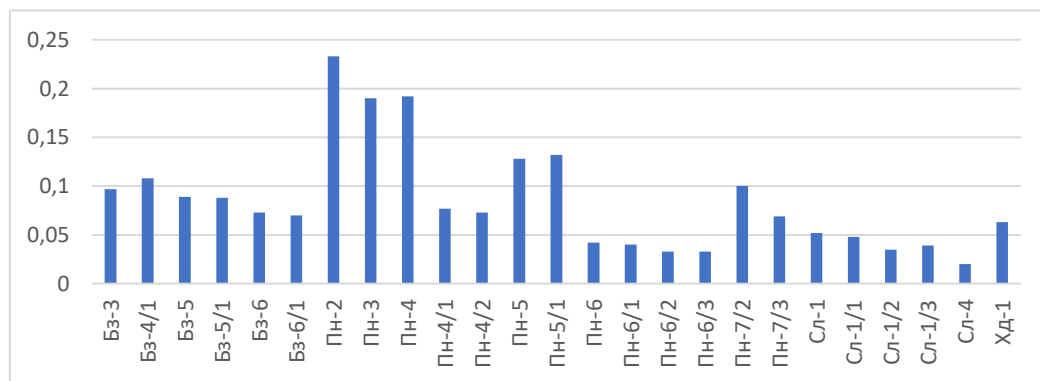


Рис.1- Коефіцієнт пористості порід

В результаті аналізу результатів лабораторних досліджень пористості порід при фізичному моделюванні пластових умов встановлено, що цей параметр змінюється від 0,020 до 0,233 при середньому значенні 0,085 (рисунок 1).

За матеріалами виконаних експериментальних досліджень встановлена кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості в атмосферних та пластових умовах, яка представлена на рисунку 2.

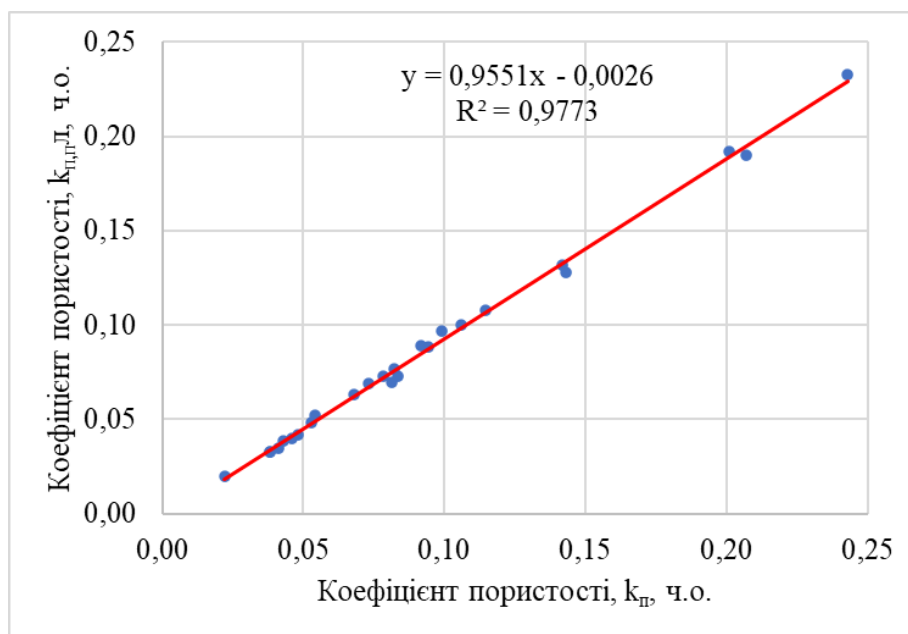


Рис.2- Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості при пластових ($k_{n,n}$) і атмосферних (k_n) умовах.

Аналіз отриманих даних про пористість та пустотний простір досліджених порід свідчить, що резервуарами для захоронення CO_2 можуть слугувати осадові породи типу пісковиків дрібно-тонкозернистих (зразки Пн-2 – Пн-4).

Дослідження коефіцієнта проникності порід при фізичному моделюванні пластових умов. Лабораторні вимірювання виконувались з використанням установки високого тиску ВСЦ-1000. Визначення ваги води витісненої із зразка виконувалось за допомогою електронних ваг WPS 360/с/2 з реєстрацією на ноутбук з частотою 1 с за спеціальною

програмою [2,3]. Тиски реєструвались за допомогою електронних датчиків також на ноутбук з частотою 1 с.

На першому етапі досліджень через лабораторний зразок повністю водонасичений, протискувалась вода (модель пластової води $M=35$ г/л) і визначався коефіцієнт проникності «по воді» ($k_{пр,в}$). На другому етапі через насичений водою зразок протискувався вуглекислий газ і визначався коефіцієнт проникності «по CO_2 при повністю водонасиченому зразку» ($k_{пр,CO_2}$). Результати зазначені на рисунку 3

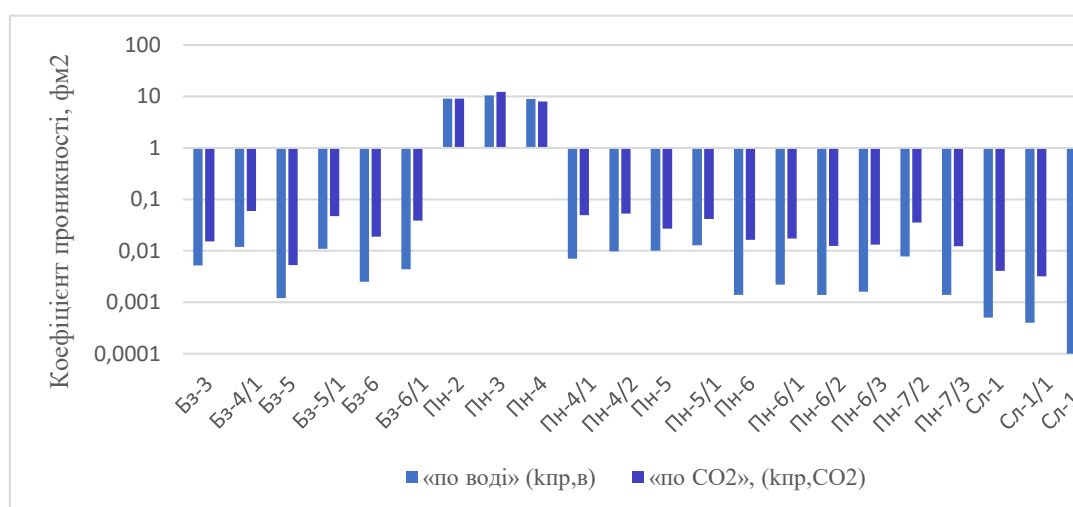


Рис.3- Коефіцієнт проникності порід при фізичному моделюванні пластових умов

В результаті аналізу результатів цих досліджень встановлено, що коефіцієнт проникності «по воді» змінюється від 0,001 fm^2 до 10,48 fm^2 при його середньому значенні 1,144 fm^2 , коефіцієнт проникності «по CO_2 при повністю водонасиченому зразку» змінюється від 0,0004 fm^2 до 12,243 fm^2 при його середньому значенні 1,194 fm^2 .

Встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтами абсолютної проникності і коефіцієнтами проникності «по воді» та «по CO_2 при повністю водонасиченому зразку» (рисунок 4, 5). Ці залежності виражаються степеневою функцією.

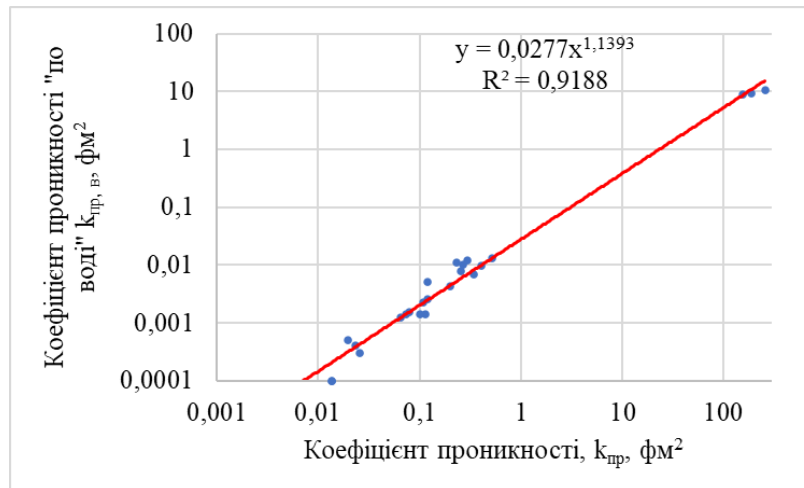


Рис.4- Кореляційна залежність між коефіцієнтом абсолютної проникності ($k_{пр}$) і коефіцієнтом проникності «по воді» ($k_{пр,в}$)

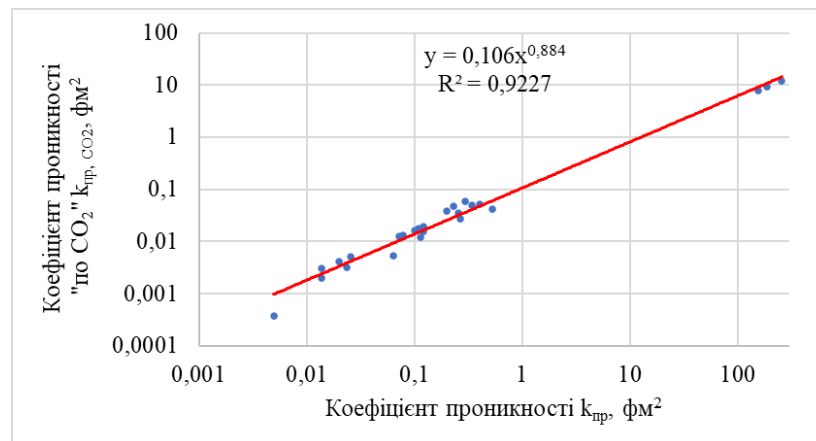


Рис. 5- Кореляційна залежність між коефіцієнтом абсолютної проникності ($k_{пр}$) і коефіцієнтом проникності «по CO_2 при повністю водонасиченому зразку» ($k_{пр,CO_2}$)

Встановлені кореляційні залежності дозволяють за даними про коефіцієнт абсолютної проникності порід оцінювати їх проникність для води і вуглекислого газу в пластових умовах.

Підвищеними колекторськими властивостями відзначаються пісковики дрібноуламкові Північно-Пинянської площі (зразки Пн-2 (інт. 1420-1428 м), Пн-3 (інт. 1590-1598 м), Пн-4 (інт. 1780-1788 м)). Для цих зразків характерна також порівняно висока проникність і

понижена карбонатність. Такі пісковики можуть бути перспективними об'єктами для захоронення CO₂

Список використаних джерел:

1. *Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: монографія / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГПІ, 2010. – 224 с.*

2. *ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України. – 2001. – 19 с.*

3. *ДСТУ 41-32-2002. Визначення змочуваності порід-колекторів методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2002. – 15 с.*

Аналіз властивостей вулканогенних порід як потенційних об'єктів для геологічного зберігання CO₂.

**Антонов О.В. -аспірант
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.
Керівник-професор Лур'є А.Й.**

Головною метою цього дослідження було проведення комплексних та детальних петрографічних аналізів зразків вулканогенних порід Вигорлат-Гутинського пасма (Закарпатська область, Україна), з визначенням їх фізичних характеристик, особливо порід андезибазальтового складу, як потенційних об'єктів для геологічного зберігання CO₂.

Ключові слова: вулканогенні породи, петрографія, петрофізика, проникність, пористість.

Дослідження секвестрації CO₂ в геологічних формаціях залучає все більше уваги. Окрім фізичного поглинання CO₂ в пористому просторі гірських

порід, існує хімічний підхід через реакції карбонатизації. Великі перспективи в цьому плані представляють породи базальтоїдного складу, оскільки вони містять значну кількість катіонів, які можуть ефективно взаємодіяти з розчинами, що насичені CO₂.

Породи андезит-базальтового складу найбільш поширені природні асоціації в межах Вигорлат-Гутинського пасма (ВГП). Однак утворена колекція порід була складена таким чином, щоб охопити максимальне розмаїття петрографії регіону. Тому в досліджувану колекцію включено практично всі петрографічні групи, які характерні для вулканічних центрів ВГП, такі як андезити, андезитобазальти, андезитодацити, дацити, ріолітодацити, ріоліти та перліти ріолітового складу.

У даній роботі використано такі методи, як комплекс лабораторних петрографічних і петрофізичних досліджень, а також математична обробка та інтерпретація отриманих результатів лабораторних досліджень.

Базальти в цілому відзначаються низькою пористістю і малою варіативністю цього показника. Під час аналізу ємнісних властивостей було виявлено, що утворення кислих вулканітів масивів Попричний, Анталовський, Бужора, що є найменш щільними а також екструзивні вулканіти Берегівського підняття вирізняються високим рівнем пористості.

За результатами лабораторних досліджень пористості порід під час фізичного моделювання пластових умов було виявлено, що цей параметр коливається від 0,001 до 0,483, з середнім значенням приблизно 0,090. [1]

Під час дослідження коефіцієнта проникності при фізичного моделювання пластових умов, на першому етапі через лабораторний зразок із залишковою водонасиченістю протискувалась вода (модель пластової води з концентрацією $M=35$ г/л). На цьому етапі було визначено коефіцієнт проникності "по воді", який коливається від 0,0001 до 0,1365 фм², з середнім значенням приблизно 0,0138 фм². На другому етапі через водонасичений зразок протискувався вуглекислий газ, і були визначено

коефіцієнт проникності "по CO₂ при повністю водонасиченому зразку", який змінюється від 0,00001 до 0,0771 фм², і його середнє значення становить близько 0,0059 фм² [1].

Здійснюючи аналіз варіації хімічного складу порід ВГП, було досліджено особливості їх еволюції, зокрема в контексті основних факторів мінеральної карбонізації, таких як лужність, залізистість, ступінь окислення, силікатність, ступінь диференціації, ступінь кристалічності та інших, що є ключовими для розуміння складу вторинної мінералогії.

Більшість хімічних елементів виявляють мобільність під впливом розчинів, насичених CO₂, за винятком кремнію, алюмінію та заліза. За умови збільшення швидкості розчинення кальцію мобільність заліза зростає. Також важливо відзначити, що в присутності магнію спостерігається зворотна кореляція між розчиненням кальцію та мобільністю заліза. Іншими словами, ступінь фракціонування заліза зростатиме в порівнянні з магнієм при збільшенні розчиненого кальцію.

Окисні та лужні умови сприяють збільшенню темпу розчинення двовалентних катіонів. Зазначені реакційні процеси виявляють жорстку дискримінацію стосовно структури вулканітів. Скловидні варіанти мають вищі темпи розчинення кальцію порівняно з їх кристалічними аналогами.

Для розкриття особливостей змін фільтраційно-ємнісних властивостей зразків вулканітів на різних етапах реакцій мінеральної карбонізації було проведено лабораторний експеримент, який показав, що експозиція зразків гірських порід у водному розчині CO₂ ініціює реакційні взаємодії мінеральної карбонізації.

Для всіх зразків відзначається зниження пористості, що опосередковано може свідчити про заповнення пор вторинними мінералами гірських порід. Узагальнено, вторинна мінералогія включає ансамбль карбонатів, кремнезему і глинок [3]. Під час аналізу ріолітів виявлено, що при низькому

рівні рН мобільність кремнезему не є високою, що призводить до менш активного осадження вторинних мінералів з дивалентними катіонами, такими як кальцій, магній та залізо. У результаті, вторинна мінералогія домінується, очевидно, халцедоною компонентою [2]. Також було виявлено осадження вторинних мінералів із значним внеском карбонатів і глинок. В результаті проведеного лабораторного експерименту було виявлено, що провідним процесом зниження проникності є осадження вторинних мінералів в тріщинах і порах порід.

Наприкінці наведемо основні висновки проведених досліджень петрографічних і петрофізичних характеристик порід ВГП.

Встановлено кількісні межі змін петрофізичних параметрів, таких як мінімальні, максимальні та середні значення, для кожного виду петрофізичного аналізу (сухі екстраговані зразки, насичені пластовою водою, виміряні в атмосфері азоту і CO₂).

Аналіз отриманих даних щодо пустотного простору досліджених порід свідчить про їхню різноманітність. У цілому, фільтраційні властивості досліджених порід виявилися низькими, за винятком окремих зразків. Так, породи типу ріолітів та дацитів можуть бути потенційними резервуарами для захоронення CO₂.

В результаті проведених лабораторних петрофізичних досліджень було встановлено ряд кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними параметрами, такими як густина, коефіцієнти відкритої та ефективної пористості, проникності, електричний опір та акустичні характеристики.

Експонування зразків ріолітів у водному розчині насиченого CO₂ свідчить про збереження або навіть підвищення їх проникності, оскільки вони володіють високою первинною пористістю, а новоутворені мінерали не впливають на структуру порового і тріщинного простору. Зразки вулканітів середнього складу (дацити), навпаки, характеризуються зниженням

пористості і проникності, що зумовлено осадженням карбонатних мінералів і глинки. Перліти не проявляють статистично значущих змін проникності на тлі зниження пористості.

Очікується, що реакція вулканітів Вигорлат-Гутинського пасма на взаємодію з водним розчином насиченого CO₂ буде супроводжуватися зниженням густини і, згідно з літературними даними [2], швидкісними властивостями.

Список використаних джерел: 1. Вірило І.В., Шабатура О. Дослідження петрофізичних параметрів базальтоїдів в атмосфері вуглекислого газу // Київ 2022 2. Alexander P. Gysi, Andri Stefánsson, CO₂-water–basalt interaction. Low temperature experiments and implications for CO₂ sequestration into basalts, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Volume 81, 2012, Pages 129-152, ISSN 0016-7037, <https://doi.org/10.1016/j.gca.2011.12.012>. 3. Adam, L., K. van Wijk, T. Otheim, and M. Batzle (2013), Changes in elastic wave velocity and rock Microstructure due to basalt-CO₂-water reactions, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 118, 4039–4047, doi:10.1002/jgrb.50302

ВПЛИВУ НЕЗАКОННОГО ВИДОБУТКУ БУРШТИНУ НА НАДРА

Шакота Д.Ю.-студент

ХНУ ім. В.Н. Каразіна.

Керівник - д.геолг.н. Матвєєв А.В.

Анотація. В даній роботі було розкрито питання щодо впливу незаконного видобутку бурштину на надра у районі Житомирської області. Для цього було розглянуто геологія району, оцінка впливу на геологічну середу та її наслідки, та еколого-геологічні фактори незаконного видобування.

Ключові слова: бурштин, незаконний видобуток, екологічні наслідки, геологічні наслідки.

Бурштин – це корисна копалина, напівдорогоцінне виробне каміння, що утворювалась у наслідок кристалізації смоли древніх хвойних дерев без доступу кисню, впродовж декількох мільйонів років. Використовують

бурштин у ювелірній справі, а низькоякісне каміння використовують у іншій промисловості.

У геологічній будові території проведення робіт приймають участь протерозойські кристалічні утворення і товща осадових відкладів. У складі останньої присутні відклади палеогенової, неогенової та четвертинної систем.

Для поняття масштабу та впливу на екологію та геологію території потрібно проаналізувати способи незаконного видобування:

- 1) Механічний спосіб здійснюється завдяки розробки масиву ґрунту за допомогою копання шурфів вручну лопатою у вигляді квадратного колодязю, а стінки укріплювались колодами, для того щоб вони не осипались.
- 2) Гідравлічний спосіб здійснювався унаслідок розмивання продуктивного шару ґрунту водою під великими тисками та виносу бурштину на поверхню родовища гідравлічними потоками. Через те що корисна копалина легше за суміш води з піском вона спливала на поверхню та виловлювалась сітками.

Незаконне видобування бурштину негативно впливає на геологічне та екологічне середовище. Нижче будуть розібрані екологічні та геологічні наслідки:

- 1) Відбувається порушення гідрогеологічного режиму, при використанні мотопомп вириваються канали, змінюються русло річок, це призводить до осушення, а згодом і до зникнення річок;

- 2) Також через використання мотопомп земля вкривається піском, та стає непридатною для будь-якої діяльності на цій території;

- 3) Стає проблематично проводити геологорозвідувальні роботи, а згодом і проводити законний видобуток бурштину;

4) Через розмивання продуктивного шару ґрунту відбувається порушення природного залягання гірських порід.

Отже, підводячи підсумки стає зрозуміло, що незаконний видобуток бурштину на території досліджуваної території має жахливі геологічні та екологічні наслідки. Тільки у Житомирській області майже втрачено 60 гектарів лісу, на їх місці зараз піщаний пустир на якому лежать повалені дерева та знаходяться безліч ям глибиною 3-8 метрів, які заповнені глинистою сірою рідиною.

Список використаних джерел: *Інформаційні технології моніторингу екологічних наслідків видобутку бурштину в Україні / Г. Я. Красовський, В. О. Шумейко, Т. О. Клочко, Н. І. Семенцова // науково-технічний журнал № 2 (18) 2018 – С. 107-114.*

Перспективи удосконалення стратиграфічної схеми верхньої крейди Волин

**Маслов О.М.-аспірант
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.**

Керівник - д.геолг.н. Матвеев А.В.

В межах Волинської структурно-фіціальної зони відклади верхньої крейди представлені сеноманським, туронським та коньякським ярусами. Численні, переважно штучні (кар'єри) виходи їх не денну поверхню відомі в межах Волинської, Рівненської, на півночі Тернопільської та Хмельницької областей.

Сеноманські відклади представлені теригенно-карбонатними поліфаціальними відкладами. Зазвичай співставлення утворень, поширених вздовж західного схилу Українського щита не викликає ускладнень. Значно складніше датування утворень поширених на так званому «базальтовому пасмі» оскільки вони представлені відокремленими острівцями різних за складом, від чистих вапняків до конгломератів, гірських порід. Як наслідок,

як розчленування так і датування цих відкладів дуже суперечливі, і часто базуються на дослідженні різних викопних груп.

Ситуація зі стратиграфічним розчленуванням турон-коньякської товщі дещо інша. Ці відклади представлені однорідною крейдово-мергельною товщею, без чітко виражених шарів або інших стратиграфічно важливих утворень. Виділення окремих ярусів, не кажучи вже про більш детальне розчленування, зазвичай неможливе і базується на поодиноких знахідках двостулкових молюсків, морських їжаків і інших представників макрофауни.

Перспективи подальших стратиграфічних досліджень верхньої крейди Волині пов'язані з мікропалеонтологічними рештками, зокрема з дослідженнями залишків форамініфер. На нашу думку доцільно не розділяти дослідження бентосних та планктонних форм, оскільки перші дають можливість чітко відокремити зони з різними палеофаціальними умовами, другі – надійну основу для стратиграфічної кореляції відкладів. Залишки форамініфер постійно присутні у всіх різновидах гірських порід верхньої крейди Волині і дають змогу не тільки вирішити питання регіональної стратиграфії, а й скорелювати досліджувані утворення з одновіковими відкладами Західної Європи, півдня та сходу України

ОСОБЛИВОСТІ МОНІТОРИНГОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВОДНОГО СЕРЕДОВИЩА У РАЙОНАХ РОЗТАШУВАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

**Лєсняк М.О.-аспірант
ХНУ ім.В.Н. Каразіна.**

Керівник- професор Удалов І.В.

У роботі розглянуто основні результати моніторингових досліджень стану поверхневих та підземних вод у районах розташування нафтогазових родовищ, визначені причини та джерела забруднення водного середовища.

Ключові слова: екологічний моніторинг, забруднюючі речовини, поверхневі води, підземні води, рівень ґрунтових вод.

The main results of monitoring the state of surface and groundwater in areas where oil and gas fields are developed, are considered in the work. The causes and sources of water pollution have also been identified.

Key words: environmental monitoring, pollutants, surface water, underground water, groundwater level.

Дослідження стану поверхневих та підземних вод є надзвичайно актуальними в умовах стрімкого зниження запасів питної води у світі.

У межах нафтогазових родовищ можливий вплив нафтогазовидобувної діяльності на водне середовище. Поверхневі та підземні води можуть забруднюватися буровими розчинами, супутньо-пластовими, стічними водами та нафтопродуктами. Забруднюючі речовини можуть потрапити до водойм та водоносних горизонтів з проммайданчиків різноманітних установок, трубопроводів, свердловин, тощо [1].

Разом з тим, скарги місцевих жителів, що фіксувалися під час польового етапу досліджень, пов'язані як з погіршенням якості ґрунтових вод, так і з їх зникненням з колодязів і неглибоких свердловин взагалі.

Загалом збільшення мінералізації поверхневих вод відбувається за умов підвищення жорсткості, а також вмісту сульфат-іонів та гідрокарбонат-іонів. Для підземних вод у межах населених пунктів до вищезазначеного додається підвищення вмісту амоній-іонів, нітрит-іонів та нітрат-іонів. Причинами такої зміни хімічного складу поверхневих та підземних вод є кліматичні фактори, надмірне використання мінеральних та органічних добрив у межах сільськогосподарських угідь, потрапляння побутових стоків до водойм та ґрунтових вод.

Вплив нафтогазових об'єктів зазвичай є локальним та виникає при пошкодженні або неправильній роботі обладнання. Такий вплив, перш за все, фіксується за рахунок підвищення вмісту іонів натрію, іонів калію, хлорид іонів та розчинених нафтопродуктів у поверхневих та підземних

водах. У разі виявлення подібних ситуацій, одразу проводяться заходи, спрямовані на локалізацію, ліквідацію забруднення та відновлення екологічної рівноваги [2].

У разі можливих втрат води з технологічних ліній нафтогазових об'єктів, швидко фіксується нехарактерна зміна рівню ґрунтових вод у спостережних свердловинах, що дозволяє оперативно виявляти порушення у роботі обладнання та мінімізувати негативний вплив на підземні води [3].

Разом з тим, за 10-ти річний період проведення екологічного моніторингу у районах розташування нафтогазових родовищ Лівобережної України, зафіксовано поступове зниження рівню ґрунтових вод у межах вододільних ділянок. Однак, зниження рівню ґрунтових вод у колодязях та свердловинах спостерігається не тільки в районах розташування нафтогазових родовищ, а й у межах перспективних ділянок, де ще не ведеться видобування вуглеводнів.

Подібна ситуація спостерігається і з невеликими поверхневими водоймами, що іноді взагалі висихають.

Причина зниження рівнів води у поверхневих водоймах, колодязях та неглибоких свердловинах є комплексною та потребує додаткового вивчення взаємодії різних факторів, а саме:

- кліматичних змін;
- зарегульованості стоку невеликих річок та струмків;
- надмірного використання поверхневих та підземних вод для зрошування та інших потреб;
- вирубування лісових масивів та лісосмуг;
- осушування сільськогосподарських угідь на заболочених ділянках;
- наявності, або відсутності суцільного водотриву між ґрунтовими водами та нижчезалягаючими водоносними горизонтами.

Список використаних джерел: 1. Звіт про науково-дослідну роботу "Моніторинг навколишнього середовища території виробничої діяльності Представництва "РЕГAL ПЕТРОЛЕУМ КОРПОРЕЙШН ЛІМІТЕД" на 2022 рік". ННЦ "ГА імені О.Н. Соколовського". Харків, 2022. 2. Звіт про науково-дослідну роботу (Шифр НДР 32.0000311) "Моніторингові спостереження за станом підземних вод навколо виробничих об'єктів Технологічного цеху стабілізації конденсату (ТЦСК) та Машиівського ореолу забруднення ґрунтових вод під територією виробничих об'єктів Управління з переробки газу та газового конденсату (УПГГК) (остаточний)". УкрНДІгаз. Харків, 2022. 3. Звіт про науково-дослідну роботу (Шифр НДР 32.5001498) «Моніторингові спостереження за станом підземних вод навколо виробничих об'єктів Шебелинського відділення з переробки газового конденсату і нафти (ШВПГКН) та Андріївської зони забруднення ґрунтових вод (остаточний)". УкрНДІгаз. Харків, 2021.

Аналіз ступеню вивченості юрських остракод північно-західного Донбасу

**Никоненко О.М.-аспірант
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.**

Керівник - д.геолг.н. Матвєєв А.В.

Дослідження юрських остракод північно-західного Донбасу почалось у 1956 році. В роботі П.С. Любимої [1] були описані комплекси остракод з верхнього байосу, верхнього оксфорду, кімеріджу. Було встановлене їх поширення в межах досліджуваного району, а також проведено порівняння з одновіковими комплексами Польщі, Франції, Казахстану. Разом описано 37 видів остракод, з яких 30 видів та один варієтет є новими. Фауна остракод належить 3 родинам та 12 родам.

Протягом юрського періоду відбувалася зміна морського та континентального режимів, що приводило до різкої зміни комплексів остракод. В тоарських відкладах встановлені поодинокі представники солоноводних Cyteridae. В нижньобайоських морських відкладах залишки остракод відсутні, а уже в верхньому байосі зустрічаються представники

родів *Pleurocythere* та *Palaeocytheridae*. В баті та нижньому келовеї, представлених континентальними відкладами, залишки остракод не зустрічаються.

Найбільш різноманітна фауна остракод зустрінута в верхньому келовеї – нижньому кимеріджі, які відповідають нормальноморським умовам осадконакопичення. Тут зустрічаються представники родин *Cypridae*, *Cytheridae*, *Bairdiidae*, *Cytherellidae*.

Наступний етап дослідження юрських остракод Донбасу пов'язаний з роботою М.Н. Пермякової, яка була видана у вигляді атласу у 1978 році [2]. В цій роботі описано 156 видів остракод, більшість з яких для території України – вперше. Для кожного виду дано зображення, коротка синоніміка, стратиграфічне та географічне поширення.

Таким чином, можна констатувати, що основний таксономічний склад фауни остракод для юрських відкладів Доніасу натеperішній час встановлений і потребує лише ревізії. Щодо стратиграфічного та палеогеографічного поширення, то тує є великі прогалини – відсутні пошарові збори та детальний стратиграфічний аналіз, відсутне палеогеографічна прив'язка видів та локальний палеогеографічний аналіз, відсутне детальне порівняння комплексів з іншими регіонами тетичної та бореальної областей.

1. Любимова П.С. Триасовые и юрские остракоды восточных районов Украины // *Микрофауна СССР*. Сб 8. – 1956. – с. 533-583

2. фораминиферы и остракоды юры Украины. Палеонтологический справочник. Пяткова Д.М., Пермякова М.Н. // *Київ. Наук.думка*. – 1978. – 289 с.

Альб-сеноманський етап розвитку форамініфер Поділля

Раїна О.С.-аспірант
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.
Керівник - д.геолг.н. Матвеев А.В.

Рання крейда південного та західного схилів Українського щита характеризується розвитком континентальних умов. Лише наприкінці апту починається трансгресія, яка охоплює самі південні області щита. В ранньому альбі морський басейн поширюється на значній території, яка напівкільцем охоплює щит з заходу та півдня.

В цей час до басейну осадконакопичення потрапляє велика кількість уламкового матеріалу, який постачається за рахунок руйнування порід щита, а також перевідкладення матеріалу всередині басейну. За рахунок першої області відбувається накопичення кварцових та кварц-глауконітових пісків, за рахунок внутрішньобасейнового перемиву горизонти конденсації фосфоритів.

Такі умови спостерігаються до середини – кінця сеноману, коли поперше, трансгресія на Поділлі досягла максимуму, по-друге, зменшення потоку теригенного матеріалу привело до зміни осадконакопичення на карбонатне – піскуваті вапняки та вапняки, а згодом, в туроні, і до чистого карбонатного – крейда, мергель.

Відповідно до змін фаціальних умов мінялись і комплекси форамініфер. Для глауконіт-кварцових пісків альбу та нижнього сеноману характерні нечисленні, поганої збереженості *Nodosaria* sp., *Lenticulana* sp., *Hedbergella brittonensis*, *Arenobulimina*, *Plectina*, *Gavelinella*, *Cibicides*. Переважна більшість знахідок, до 80%, належить бентосним формам.

У вапняках середнього сеноману до наведеного комплексу додаються поодинокі *Gavelinella globose*, *Brotzenella berthelini*, *Gyroidinoides*, *Gavelinella*, *Orithostella*. Продовжується суттєве переважання бентосу.

Найбільш різноманітний комплекс притаманний іноцерамовим вапнякам верхнього сеноману. В ньому переважають, до 78%, планктонні форми роду *Hedbergella*, бентосні представлені родами *Tritaxia*, *Nodosaria*, *Lenticulina*, *Palmula*, *Globorotalites*, *Giroidinoides*, *Tarpanina*.

Таким чином, спостерігається дуже тісний зв'язок між умовами осадконакопичення та таксономічним та палеогеографічним складом фауни форамініфер. Подальші дослідження слід зосередити на вивченні тонких фаціальних відмін гірських порід та притаманних їм комплексам форамініфер.

Вапняний нанопланктон крейди Волино-Подільської плити та історія його дослідження

**Саламашенко І.М.-аспірант
ХНУ ім. В.Н. Каразіна.
Керівник - д.геолг.н. Матвєєв А.В.**

Вапняний нанопланктон – залишки одноклітинних водоростей класу *Chrysophyceae*, які мають кальцитовий панцир. Після загибелі водорості панцир – коккосфера – розсипається на окремі складові елементи – кокколіти. Зазвичай кокколіти в значній кількості складають карбонатну складову гірських поряд: пісковиків, глин, мергелів, але в пізній крейді склалися унікальні умови для розвитку вапняного нанопланктону, що привело до накопичення такої унікальної гірської породи, як крейда. Вона на 90-98% складається з кокклітів, або їх уламків.

Багатство морфологічних форм кокколітів та їх зміна у часі привернула увагу стратиграфів, оскільки розчленування та короелляція крейдових відкладів є суттєвою проблемою, адже залишки інших організмів досить рідкі та нерівномірні. Перші стратиграфічні схеми верхнокрейдових відкладів за нанопланктонм з'явилися на початку 60-х років ХХ сторіччя і удосконалюються і до тепер.

Дослідження вапняного нанопланктону Волино-Подільської плити почалося в 1965 році з праці А.С. Григорович де були описані комплекси з верхнього сеноману по маастрихт.

Після цієї роботи дослідження нанопланктону заходу платформної України продовжились лише у 2017 році. В статті Матвєєва А.В. зі співавторами приведено комплексну палеонтологічну характеристику туронських відкладів району м. Здолбунів. В тому числі приведено зображення характерних видів, дано опис комплексу та стратиграфічне розчленування.

Таким чином, дослідження верхньокрейдового вапняного нанопланктону заходу платформної України майже не проведено. Детально досліджені лише туронські відклади відносно невеликої території.

Комплекси середньоюрських форамініфер північно-західного Донбасу

Ступаченко Я.І.-аспірант

ХНУ ім. В.Н. Каразіна.

Керівник - д.геолг.н. Матвєєв А.В

Найдавніші юрські відклади північно-західного Донбасу відносяться до тоарського ярусу. Вони сформувались у солонуватоводних умовах, тому комплекс фауни загалом і, зокрема, форамініфер, дуже бідний. Тут встановлені тільки аглютинуючі види *Ammodiscus marginatus*, *A. incertus*, *Reophax dentaliniformis*, *Ammobaculites fontinensis*, *Trochammina squamataformis*.

Для ааленського нормально морського басейну таксономічний склад форамініфер значно різноманітніший і включає: *Lenticulina orbigny*, *L. subalata*, *L. crepidula*, *L. quadricostata*, *L. protracta*, *L. cordiformis*, *L. tinnia*, *L. filosa*, *L. prima*, *L. terquemi*, *L. tainiina*, *L. hoplites*, *L. poligopata*, *Frondicularia*

tenerrima, *F. spatulata*, *Palmula obliqua*, *P. oolithica*, *Vaginulina hechti*, *V. flagelloides*, *V. proxima*, *Planularia cordiformis*, *P. crepidula*, *P. tinuia*, *Praelamarckina humilis*, *Lamarckina prima*, *Pseudolamarckina inflecta*, *P. discorbisi*, *Lamarckella quadrilobata*, *L. antiqua*, *L. media*, *Ammodiscus incertus*, *Glomospira gordialis*, *Spirophtalmidium infraoolithicum*, *Nodosaria opalina*, *N. Sinemuriensis*, *Dentalina ventricosa*, *D. Bicornis*, *D. communis*, *D. podigera*, *Marginulina liasica*, *Lagepa globosa*.

Найбільшого розвитку середньоюрський морський басейн дістав у байоському віці. В цей час форамініфери представлені *Lenticulina sublatiformis*, *Planularia crepidula*, *Lamarckina dreheri*, *Lamarckella tedia*, *L. perlucens*, *L. quadrilobata*, *Frondicularia oolithica*, *Lenticulina sublatifortis*, *L. interrupta*, *Planularia instabilis*, *P. inconstans*, *Lamarckella tedia*, *L. costifera*, *Frondicularia oolithica*, *Marginulina oolithica*, *Lenticulina pulchella*, *L. alla*, *Lamarckella media*, *L. costifera*, *Garratella media*, *G. Stellata*, *Lenticulina polytorpha*, *L. centralis*, *L. volubilis*, *L. salva*, *Planularia setiinvoluta*, *Lamarckella costifera*, *Haplophragmoides canariense*, *H. complanatus*, *Lenticulina tironovi*, *L. volganica*, *L. imodulata*, *L. clara*, *Planularia concinna*, *P. ex gr. semiinvoluta*.

Скорочення морського басейну та накопичення дельтових субаквальних відкладів в кінці бату на початку келовею склали несприятливі умови для існування форамініфер. Лише з середнього келовею знов наступають нормально морські умови, а різноманіття саркодових поступово збільшується. Для цих відкладів характерні: *Lenticulita cultriformis*, *L. catascopium*, *L. subtilis*, *Pseudolamarckina rjasanensis*, *Epistomina mosquensis*, *Textularia doneziana*, *Ammobaculites haeusleri*, *Triplasia agglutinans*, *Frondicularia supracca*, *L. tumida*, *Planularia deeckeiris*, *Epistomina elschankaensis*.

СЕКЦІЯ 3

РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Освоєння свердловин пониженням рівня рідини за допомогою азотних установок

Степанов І.Г.- студент
НТУ «ХП».

Керівник - к.т.н. Римчук Д.В.

У зв'язку з освоєнням серійного виробництва машинобудівними заводами світу випаровувальних азотних установок з робочим тиском до 105 МПа включно значно розширились технологічні можливості інтенсифікації нафтогазових свердловин, особливо кардинально змінився підхід до освоєння свердловин азотом.

В основі методу лежить поступове зниження рівня рідини глушіння від гирла свердловини до башмака НКТ шляхом нагнітання азоту в трубний або затрубний простір. Традиційно, свердловини освоюють закачуванням азоту в затрубний простір, проте, в останні роки в Україні стає більш розповсюджений метод пониження рівня в трубному просторі. Пов'язано це зі збільшенням глибини експлуатаційних свердловин. Для освоєння глибоких свердловин потрібно створювати більший тиск закачування азоту. Часто тиск закачування перевищує тиск опресування експлуатаційної колони свердловини, що унеможлиблює освоєння свердловини в затрубний простір. При закачуванні в трубний простір, тиск азоту не діє на експлуатаційну колону (ЕК), та обмежується лише робочим тиском фонтанної арматури.

Для визначення необхідного тиску закачування азоту під час освоєння свердловини необхідно визначити тиск на рівні башмака НКТ за формулою гідростатичного тиску:

$$P_{\text{виб}} = \rho_p \cdot g \cdot L, \quad (1)$$

де $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини (на рівні башмака НКТ), Па;

ρ_p – густина рідини, якою заповнена свердловина, кг/м³;

g – прискорення у вільному падінні, м/с²;

L – глибина спуску НКТ, м.

Далі, використовуючи барометричну формулу визначаємо необхідний тиск на гирлі, при якому б тиск азоту на рівні башмака НКТ перевищував гідростатичний тиск рідини глушіння. Для пришвидшення розрахунку в польових умовах та для оперативного визначення необхідних параметрів, доцільно використовувати барометричну формулу в наступному вигляді:

$$P_{\text{гир}} = P_{\text{виб}} \cdot e^{1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (-L) \cdot \rho_{\text{аз}}}, \quad (2)$$

де $P_{\text{гир}}$ – необхідний тиск закачування азоту на гирлі свердловини, Па;

e – число Ейлера, $e \approx 2,72$;

$\rho_{\text{аз}}$ – відносна густина азоту за повітрям.

Отриманий тиск закачування азоту необхідно порівняти з допустимим тиском на ЕК. Тиск закачування азоту не повинен перевищувати допустимий тиск на експлуатаційну колону. Допустимий тиск складає 80% від тиску опресування ЕК. Існують випадки, коли ЕК спускається, цементується та опресовується двома або більше окремими секціями. В такому випадку необхідно побудувати графіки розподілу допустимого тиску на ЕК та тиску закачування азоту при освоєнні свердловини і графічно визначити допустимі межі тиску закачування азоту. Допустимий тиск закачування азоту на заданій глибині можна визначити використовуючи формулу гідростатичного тиску з урахуванням надлишкового тиску на гирлі свердловини:

$$P_{\text{доп}}(h) = \rho \cdot g \cdot h + P_{\text{опр}} \cdot 0,8, \quad (3)$$

де $P_{\text{доп}}(h)$ – допустимий тиск на глибині h , Па;

$P_{\text{опр}}$ – надлишковий тиск, створюваний насосним агрегатом під час опресування ЕК, Па;

h – задана глибина, м.

Для порівняння допустимого тиску і тиску закачування азоту необхідно побудувати лінію розподілу допустимого тиску азоту в затрубному просторі на тому ж графіку:

$$P_{\text{аз}}(h) = \frac{P_{\text{гир}}}{e^{(1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (-h) \cdot \rho_{\text{аз.р}})}, \quad (4)$$

де $P_{\text{аз}}(h)$ – тиск азоту на заданій глибині h , Па;

$\rho_{\text{аз.р}}$ – відносна густина зрідженого азоту, кг/м³.

На графіку залежності тисків від глибини, лінія розподілу тиску азоту при освоєнні не повинна перетинати криві допустимих тисків ЕК та має знаходитися зліва від них.

За запропонованою методикою розраховані допустимий та необхідний тиски закачування азоту у свердловину з наступними вихідними даними:

Штучний вибій – 3600 м. НКГ спущені в інтервалі 0-3525 м. ЕК двосекційна: верхня секція Ø168,3x10,6 мм спущена в інтервалі 0-2500 м, нижня секція Ø168,3x9,2 мм спущена в інтервалі 2500-3600 м.

Верхня секція ЕК опресована рідиною глушіння густиною 1120 кг/м³ на тиск 31,25 МПа. Нижня секція опресована технічною водою густиною 1000 кг/м³ на тиск 6,25 МПа.

Свердловина заглушена пластовою водою густиною 1050 кг/м³.

За результатами розрахунків побудовані графіки (рис.1)

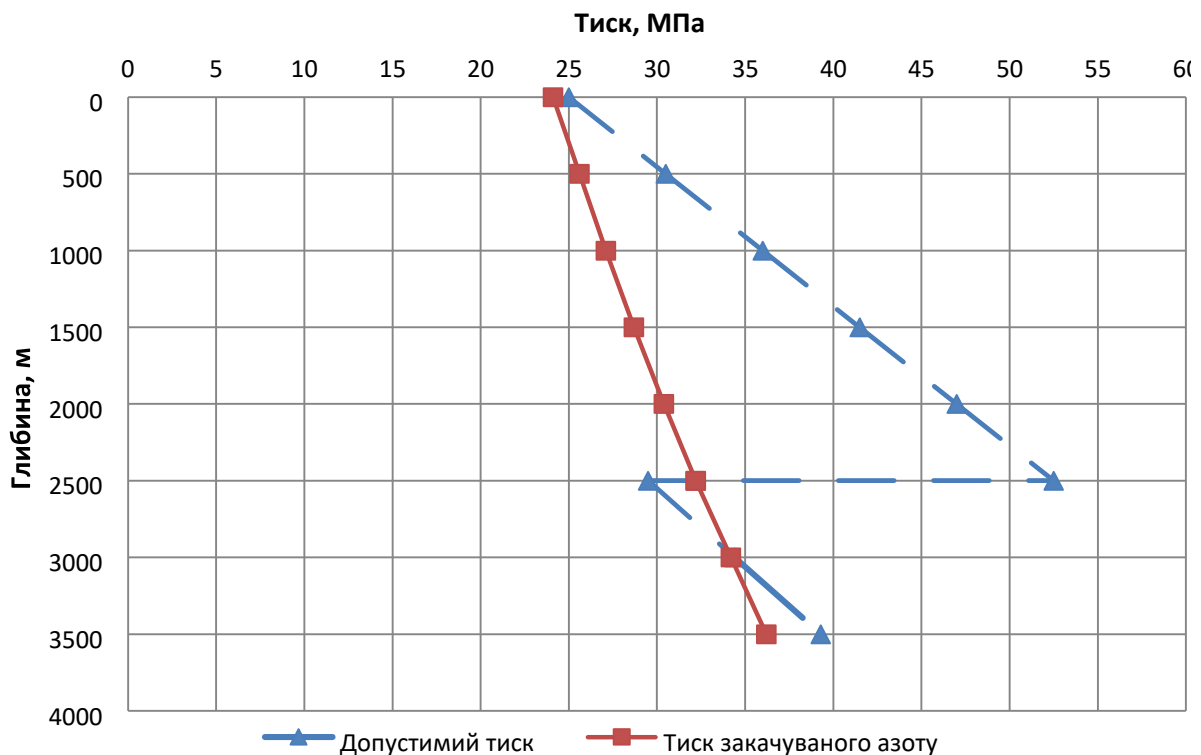


Рис.1 – Графіки розподілу тисків

Висновок: як видно з рисунка, тиск азоту перевищує допустимий тиск на ЕК на глибині 2500 м, тому свердловину не дозволяється освоювати методом пониження рівня рідини шляхом закачування азоту в затрубний простір, а необхідно проводити освоєння закучуванням азоту в трубний простір.

Список використаних джерел:

1. Римчук Д.В. Іноваційні методи інтенсифікації нафтогазових свердловин [Курс лекцій]/ Д.В.Римчук, Т.Г.Загоруйко, З.Г.Козирець – Х: НТУ«ХПІ», 2022, – 551с.
2. Розрахунковий практикум навчальної дисципліни «Дослідження та підземний ремонт свердловин» / Римчук Д.В., Козирець С.Г. - Х: ХНАДУ, 2020 – 260 с.

Розрахунок процесу освоєння свердловин з неповним рівнем рідини

Брагуца В.А.- студент
НТУ «ХП».

Керівник - к.т.н. Римчук Д.В.

Азот – це інертний газ з низькою хімічною активністю, який у поєднанні із газоподібними та рідкими вуглеводнями не утворює вибухонебезпечних сумішей, а тому, широко використовується в нафтогазовій галузі для освоєння свердловин.

Процес освоєння свердловини з неповним рівнем рідини зобразимо графічно (рис. 1): в момент А рідина врівноважена та знаходиться на статичному рівні. В момент Б рідина витіснена в затрубний простір та починає виходити зі свердловини. При цьому вибійний тиск буде рівний сумарному тиску стовпа рідини та тиску азоту під рідиною. Для визначення вибійного тиску необхідно розрахувати об'єм рідини, що знаходиться в свердловині та висоту стовпа, яку вона займе під час освоєння. Важливим моментом є те, що перетікатиме лише та рідина, яка знаходиться вище башмака НКТ.

Максимальний вибійний тиск під час освоєння свердловини з неповним рівнем рідини буде в момент, коли рідина глушіння підніметься по затрубному простору і почне виходити зі свердловини.

Загальний об'єм рідини, що приймає участь в освоєнні визначаємо за формулою:

$$V_{\text{рід}} = \left(\frac{\pi \times d_{\text{вн ЕК}}^2}{4} - \frac{\pi \times d_{\text{зовн НКТ}}^2}{4} + \frac{\pi \times d_{\text{вн НКТ}}^2}{4} \right) \times (L_{\text{НКТ}} - L_{\text{рід}}), \text{ м}^3,$$

де $V_{\text{рід}}$ – загальний об'єм рідини, що приймає участь в освоєнні, м^3 ;

$d_{\text{вн ЕК}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$d_{\text{зовн НКТ}}$ – зовнішній діаметр НКТ, м;

$d_{\text{вн НКТ}}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$L_{\text{НКТ}}$ – глибина спуску НКТ, м;

$L_{\text{рід}}$ – рівень рідини в свердловині, м.

Висоту стовпа, що займатиме рідина в затрубному просторі знаходимо за формулою:

$$H_{\text{рід}} = \frac{V_{\text{рід}}}{\left(\frac{\pi \times d_{\text{вн ЕК}}^2}{4} - \frac{\pi \times d_{\text{зовн НКТ}}^2}{4}\right)}, \text{ м,}$$

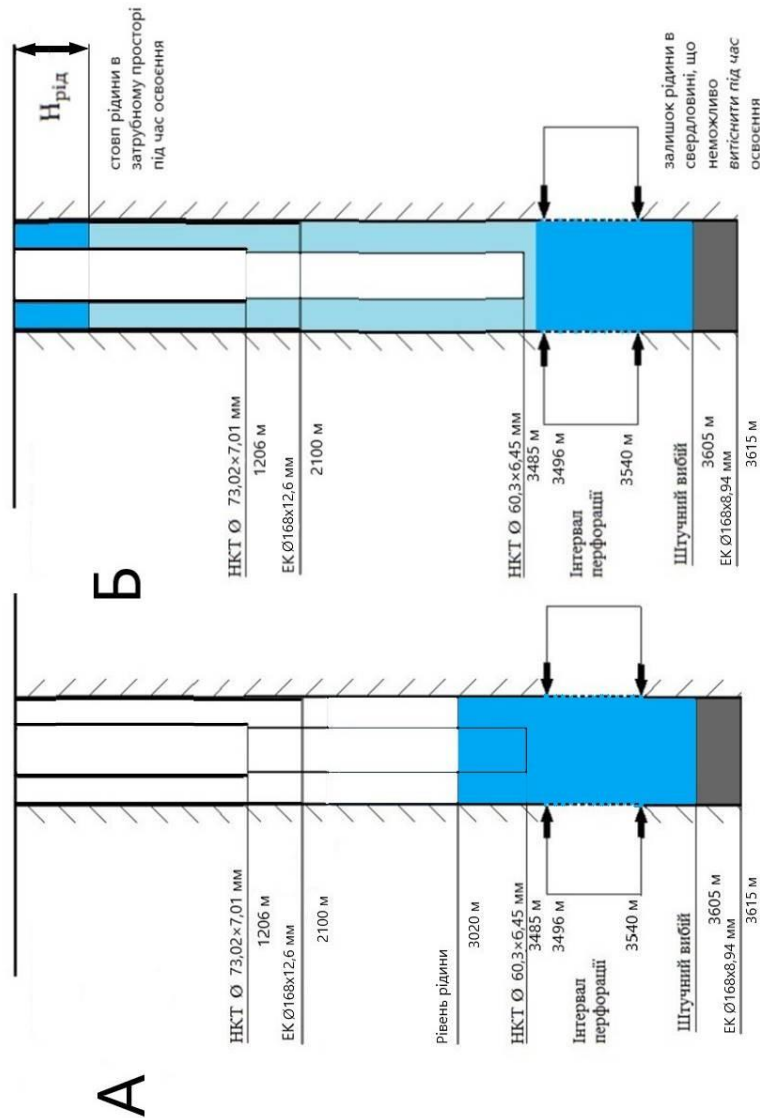


Рисунок 1 – Освоєння свердловин з неповним рівнем рідини

де $H_{\text{рід}}$ – висота стовпа, що займатиме рідина в затрубному просторі, м;

$V_{\text{рід}}$ – загальний об'єм рідини, що приймає участь в освоєнні,

м^3 ;

$d_{\text{вн ек}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$d_{\text{зовн НКТ}}$ – зовнішній діаметр НКТ, м.

Гідростатичний тиск стовпа рідини визначаємо за формулою:

$$P_{\text{гст}} = \rho_p \times g \times H_{\text{рід}}, \text{ Па},$$

де $P_{\text{гст}}$ – гідростатичний тиск стовпа рідини, Па;

ρ_p – густина рідини, якою заповнена свердловина, кг/м^3 ;

g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

$H_{\text{рід}}$ – висота стовпа, що займатиме рідина в затрубному просторі, м.

Тиск азоту під стовпом рідини знаходимо за формулою:

$$P_{\text{виб}} = \frac{P_{\text{гст}}}{e^{(1,2 \times 10^{-4} \times (-h) \times \rho_{\text{аз}})}}, \text{ МПа},$$

де $P_{\text{виб}}$ – тиск азоту під стовпом рідини, Па;

$P_{\text{гст}}$ – гідростатичний тиск стовпа рідини, Па;

e – число Ейлера; $e \approx 2,72$;

L – висота газового стовпа під рідиною, м;

$\rho_{\text{аз}}$ – відносна густина азоту за повітрям.

Висоту газового стовпа під рідиною знаходимо за формулою:

$$L = L_{\text{НКТ}} - H_{\text{рід}}, \text{ м},$$

де L – висота газового стовпа під рідиною, м;

$L_{\text{НКТ}}$ – глибина спуску НКТ, м;

$H_{\text{рід}}$ – висота стовпа, що займатиме рідина в затрубному просторі, м.

Відносну густина азоту за повітрям визначаємо за формулою:

$$\rho_{\text{аз}} = \frac{M_{N_2}}{M_{\text{повітря}}},$$

де $\rho_{\text{аз}}$ – відносна густина азоту за повітрям;

M_{N_2} – молярна маса азоту, г/моль;

$M_{\text{повітря}}$ – молярна маса повітря, г/моль; $M_{\text{повітря}} = 29 \text{ г/моль}$.

Розраховуємо необхідний тиск азоту на гирлі свердловини для освоєння за формулою:

$$P_{\text{гир}} = P_{\text{виб}} \times e^{(1,2 \times 10^{-4} \times (-L) \times \rho_{\text{аз}})}, \text{ МПа},$$

- де $P_{\text{гир}}$ – необхідний мінімальний тиск закачування азоту, МПа;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини (на рівні башмака НКТ), МПа;
 e – число Ейлера; $e \approx 2,72$;
 L – глибина спуску НКТ, м.
 $\rho_{\text{аз}}$ – відносна густина азоту за повітрям.

Середній тиск азоту по стволу свердловини за формулою:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{гир}} + P_{\text{виб}}}{2}, \text{ МПа},$$

- де $P_{\text{ср}}$ – середній тиск азоту по стволу свердловини, МПа;
 $P_{\text{гир}}$ – необхідний мінімальний тиск закачування азоту, МПа;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск азоту під стовпом рідини, МПа;

Оскільки простір свердловини нижче башмака НКТ в освоєнні участі не приймає, то робочий об'єм свердловини визначаємо як суму трубного та затрубного просторів до глибини спуску НКТ:

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi \times d_{\text{вн НКТ}}^2}{4} \times L, \text{ м}^3,$$

- де $V_{\text{тр}}$ – об'єм трубного простору до глибини спуску НКТ, м³ ;
 $d_{\text{вн НКТ}}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;
 L – глибина спуску НКТ, м.

$$V_{\text{зтр}} = \left(\frac{\pi \times d_{\text{вн ЕК}}^2}{4} - \frac{\pi \times d_{\text{зовн НКТ}}^2}{4} \right) \times L, \text{ м}^3,$$

- де $V_{\text{зтр}}$ – об'єм затрубного простору до глибини спуску НКТ, м³ ;
 $d_{\text{вн ЕК}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;
 $d_{\text{зовн НКТ}}$ – зовнішній діаметр НКТ, м;
 L – глибина спуску НКТ, м.

$$V_{\text{св}} = V_{\text{тр}} + V_{\text{зтр}}, \text{ м}^3,$$

- де $V_{\text{св}}$ – робочий об'єм свердловини, м^3 ;
 $V_{\text{тр}}$ – об'єм трубного простору до глибини спуску НКТ, м^3 ;
 $V_{\text{зтр}}$ – об'єм затрубного простору до глибини спуску НКТ, м^3 .

Розраховуємо необхідний об'єм азоту за формулою:

$$V_{\text{аз}} = \frac{P_{\text{ср}} \times V_{\text{св}}}{P_{\text{атм}}}, \text{м}^3,$$

- де $V_{\text{аз}}$ – необхідний об'єм азоту при нормальних умовах, м^3 ;
 $P_{\text{ср}}$ – середній тиск азоту по стволу свердловини, МПа;
 $V_{\text{св}}$ – робочий об'єм свердловини, м^3 ;
 $P_{\text{атм}}$ – атмосферний тиск при нормальних умовах, МПа.

Кількість азоту в тонах визначаємо за формулою:

$$M_{\text{аз}} = \frac{V_{\text{аз}}}{n} \times \rho_{\text{зр.аз.}} \times 10^{-3}, \text{т},$$

- де $M_{\text{аз}}$ – маса необхідної кількості азоту, т;
 n – перевідний коефіцієнт, що вказує на співвідношення об'єму азоту при нормальних умовах та у зрідженому стані, приймається рівним $n = 696$;

$$\rho_{\text{зр.аз.}} - \text{густина зрідженого азоту, } \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \rho_{\text{зр.аз.}} = 808 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

За запропонованою методикою визначено необхідну кількість азоту та максимальний тиск закачування азоту для осушення свердловини з неповним рівнем рідини в трубний простір з наступними вихідними даними (рис. 1):

Штучний вибій - 3605 м. ЕК двосекційна: перша секція $\text{Ø}168 \times 12,6$ мм, друга секція $\text{Ø}168 \times 8,94$ мм. Стик секцій на глибині 2100 м. НКТ двосекційні: $\text{Ø}73,02 \times 7,01$ мм спущені в інтервалі 0-1206 м, $\text{Ø}60,3 \times 6,45$ мм спущені в інтервалі 1206-3485 м. Інтервал перфорації – 3496-3540 м.

Верхня секція ЕК опресована буровим розчином густиною 1335 кг/м^3 на тиск 33,5 МПа. Нижня секція опресована пластовою водою густиною 1060 кг/м^3 на тиск 25 МПа.

Свердловина частково заглушена рідиною гущиння густиною 1010 кг/м³. Рівень рідини на глибині 3020 м.

За результатами розрахунків для освоєння свердловини необхідно 3,794 тон азоту, а тиск закачування азоту на гирлі під час освоєння складатиме 4,851МПа.

Висновок: запропонована методика розрахунку процесу освоєння свердловин з неповним рівнем рідини рекомендується до практичного використання нафтогазовидобувними та сервісними компаніями.

Список використаних джерел:

- 1. Римчук Д.В. Іноваційні методи інтенсифікації нафто-газових свердловин [Курс лекцій] / Д.В.Римчук, Т.Г.Загорулько, З.Г.Козирець – Х: НТУ(ХП), 2022, – 551с.*
- 2. Катеринчук П.О. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с.*
- 3. Розрахунковий практикум навчальної дисципліни «Дослідження та підземний ремонт свердловин» / Римчук Д.В., Козирець С.Г. - Х: ХНАДУ, 2020 – 260 с.*

СПОСОБИ ЗАПОБІГАННЯ ВИПАДІННЮ КОНДЕНСАТУ У ПЛАСТІ

**Леонтєва Н.В.-студент
НТУ «ХП».**

Керівник-д.т.н. Фик І.М.

Анотація: В даній роботі було розглянуто запобігання випадінню конденсату у пласті, що є важливою задачею при розробці газоконденсатних родовищ. Існує кілька способів для досягнення цієї мети.

Ключові слова: конденсат, сайклінг-процес, коефіцієнт охоплення, тиск, температура.

Постановка проблеми в загальному вигляді

Проблема випадіння конденсату у пласті виникає в газових чи газово-конденсатних родовищах під час видобутку природного газу чи нафти.

Конденсат - це легкий газ, який може перетворитися в рідку форму при зниженні температури або під впливом високого тиску.

Формулювання завдань досліджень та мета статті

Метою даної статті є ознайомлення з способами запобігання випадінню конденсата в пласті, сайклінг-процесом та коефіцієнтом охоплення.

Виклад основного матеріалу досліджень

Під час розробки газоконденсатного покладу з підтриманням пластового тиску, наприклад, при застосуванні сайклінг-процесу, велика частина конденсату не може бути видобута на поверхню. Кількість залишкового конденсату в покладі залежить від кількох факторів, зокрема:

1. Типу сайклінг-процесу (повний, частковий, ступінчастий).
2. Системи розробки, кількості та розміщення нагнітальних та видобувних свердловин.
3. Обсягів закачування та відбору газу, ступеня та характеру розкриття пластів, репресії та депресії на пласт.
4. Коефіцієнта охоплення витісненням сирого газу сухим.
5. Випадання конденсату в привибійних зонах та депресійних вирвах свердловин.

Перші чотири групи факторів, починаючи від типу сайклінг-процесу і закінчуючи коефіцієнтом охоплення, вже використовуються як регулюючі фактори у світовій практиці та при розробці газоконденсатних родовищ в Україні (наприклад, Новотроїцьке, Котелевське та Тимофіївське родовища).

Успішність системи розробки газоконденсатних покладів залежить від коефіцієнта охоплення витісненням сирого газу сухим. Розмір цього коефіцієнта ($K_{ох}$) визначається рядом геологічних, фізичних та технологічних факторів, включаючи геологічну будову, товщину пластів, пористість, проникність, газонасиченість та інші параметри.

Зазначено, що загальний коефіцієнт охоплення витісненням сирого газу сухим має три основні складові: за розрізом, по площі і за структурою порового простору. Дослідження впливу геолого-фізичних умов на $K_{ох}$ та вибір технології розробки газоконденсатного покладу є одним із обіцяючих способів досягнення максимального конденсатодобування під час сайклінг-процесу.

Коефіцієнт охоплення витісненням сирого газу сухим за розрізом значною мірою залежить від нерівномірностей в проникності пластів, що розкриті перфорацією. В цьому випадку величина $K_{ох}$ може бути оцінена за відповідними методиками, і вона залежить від обсягів нагнітання сухого газу.

Враховуючи проблему випадання конденсату в пласті, рекомендується шукати способи запобігання його випаданню в привибійних зонах та депресійних вирвах свердловин з самого початку розробки газоконденсатного покладу, як більш перспективний шлях порівняно із видобутком та вилученням конденсату після випадання.

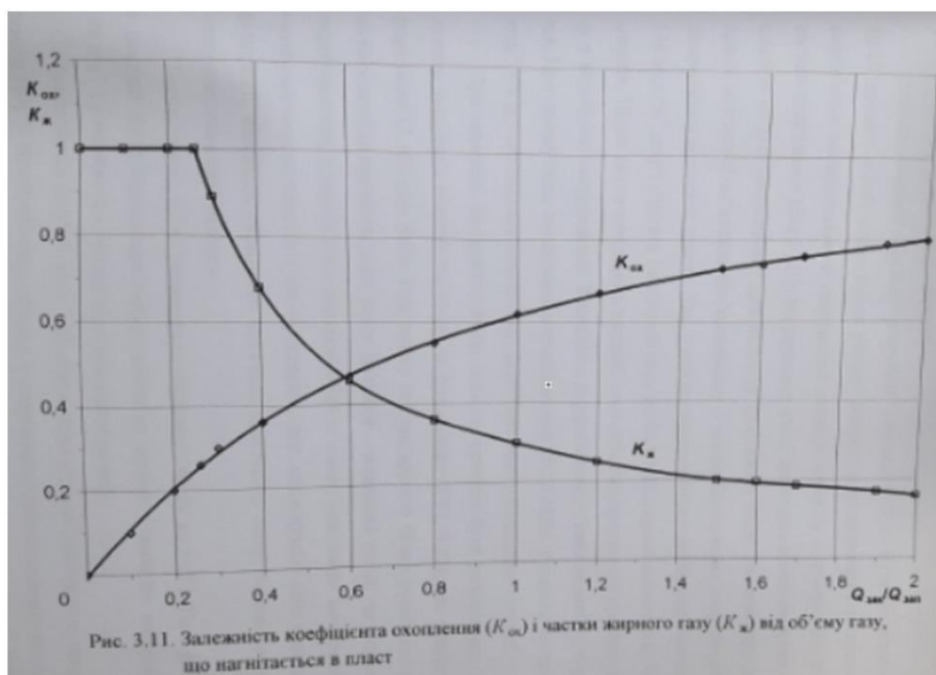
Однією з умов запобігання випаданню конденсату в пласті є:

$$P_{в} \geq P_{пк},$$

де $P_{в}$ -вибійне

тиск у видобувних свердловинах;

$P_{пк}$ – тиск початку конденсації.



Запобігання випадінню конденсату (газового або рідкого) у пласті важливо для забезпечення ефективного видобутку і збереження цього цінного продукту. Ось деякі способи для запобігання випадінню конденсату:

1. Зниження тиску і температури: Одним з методів є зниження тиску та температури в пласті, що ускладнює конденсацію газу або рідини. Це може бути досягнуто за допомогою контрольованого викиду газу в атмосферу або за допомогою підігріву.

2. Використання інгібіторів конденсації: Інгібітори конденсації - це речовини, які додаються до продукту для зменшення ймовірності конденсації при підвищених тиску і температурі.

3. Утримання стабільних умов: Забезпечення стабільних умов видобутку та транспортування газу для запобігання різкому зниженню тиску і температури, яке може сприяти конденсації.

4. Використання спеціалізованих матеріалів та технологій: Видобувкові компанії можуть використовувати спеціалізовані матеріали та

технології для зниження конденсації, такі як утеплювачі, ізоляція та покриття для трубопроводів і обладнання.

5. Вдосконалення технічних процесів: Використання оптимізованих технічних процесів і устаткування для зменшення конденсації і підвищення ефективності видобутку.

6. Впровадження ефективної системи управління: Ретельний моніторинг і управління процесами видобутку та транспортування, що дозволяє вчасно реагувати на зміни і запобігати конденсації.

Висновок: запобігання випадінню конденсату є важливим завданням для забезпечення високої продуктивності та збереження цінного газового чи рідкого конденсату. Вибір оптимального методу залежить від конкретних умов та характеристик пласту та видобутку. Для уникнення цієї проблеми і збереження конденсату в газових родовищах, можуть бути застосовані різні техніки, такі як встановлення компресорів для підтримки тиску і температури, використання гідравлічного розриву пласта для підвищення продуктивності свердловини, та інші технічні заходи. Ретельне проектування і управління процесом видобутку є ключовими для розв'язання цієї проблеми.

Список використаних джерел: 1. Фик І.М. Геолого–технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дис. д-ра техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ» / Фик Ілля Михайлович; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 97-109. 2. За матеріалами компанії Shell.

ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ШЛЯХОМ ПЕРЕПУСКУ ВИСОКОНАПІРНОГО ГАЗУ

**Пелих Д.М. студент
НТУ «ХП».
Керівник- д.т.н. Фик І.М.**

Анотація: Робота націлена на розглядання методу підтримання пластового тиску в газоконденсатному покладі за допомогою перепуску газу з іншого покладу з більш високим пластовим тиском і пониженим вмістом конденсату.

Ключові слова: сайклінг-процес, газоконденсатний поклад, пластовий тиск, перепуск високонапірного газу.

Одним із методів підтримання пластового тиску в газоконденсатному покладі, з високим вмістом конденсату при його розробці, є перепуск газу з іншого покладу з більш високим пластовим тиском і пониженим вмістом конденсату. Переваги системи розробки з перепуском високонапірного газу порівняно з системою розробки газоконденсатного покладу в режимі сайклінг-процесу полягають в наступному:

- значно менші капітальні затрати на облаштування;
- немає необхідності повної консервації запасів газу;
- відпадає потреба у будівництві компресорної станції.

При цьому до покладів, з яких здійснюється перепуск газу, ставляться такі вимоги:

- невеликий питомий вміст конденсату у пластовому газу;
- високий пластовий тиск, значно вищий, ніж у газоконденсатному покладі, куди здійснюється перепуск;

- значні запаси газу, що забезпечує незначний темп пониження тиску в процесі перепуску.

Таким чином, використання систем розробки з перепуском газу вимагає специфічний геолого-промислових умов. Саме такі умови спостерігаються на багатьох ГКР Дніпровсько-Донецької западини і характеризуються наявністю в розрізі родовищ окремих газоконденсатних покладів з істотно різним вмістом конденсату і різкою диференціацією початкових пластових тисків.

У таких досить частих випадках, що зустрічаються в Україні, є доцільним підтримання пластового тиску у покладах з високим вмістом конденсату здійснювати за рахунок міжпластового перепуску високонапірного сухого газу з інших покладів, причому як з видобутих свердловин через поверхню, так і безпосередньо у свердловині. На рис.1 наведено три варіанти перепуску високонапірного газу з покладів, що мають понижений вміст конденсату, в газоконденсатні поклади з високим вмістом конденсату:

a – безпосередньо у свердловині за умови збігу структурних планів покладів;

б – через поверхню при збігу структурних планів покладу;

в – через поверхню при зміщенні структурних планів покладів (або перепуск газу з іншого родовища).

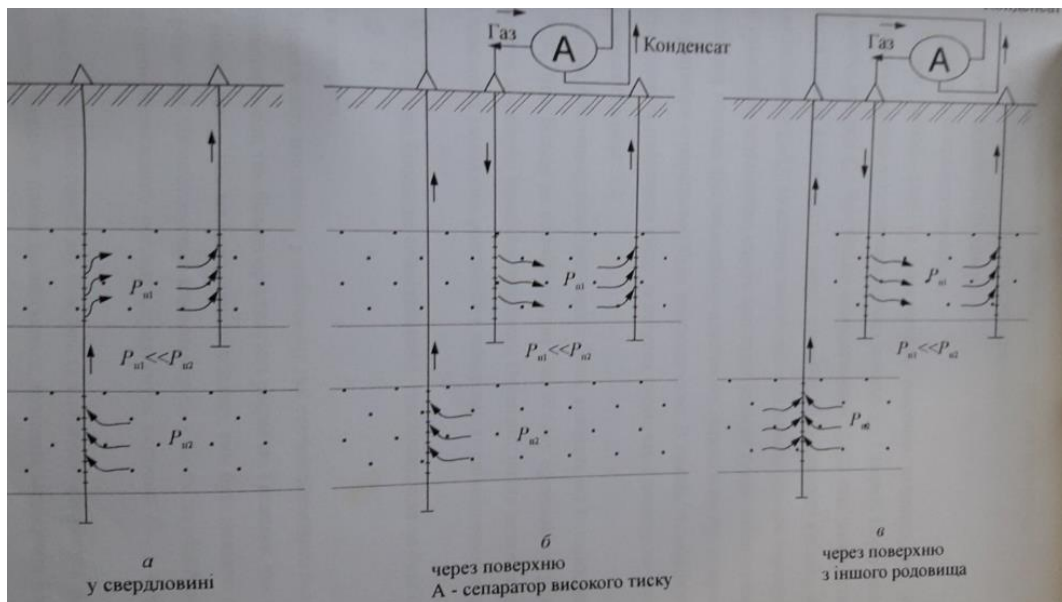


Рис.1-Принципові схеми розробки газоконденсатних покладів з перепуском високонапірного газу

Розглянемо вплив геологічних і технологічних параметрів на ефективність розробки при перепуску високонапірного газу у свердловині з нижчезалягаючого покладу, що має понижений вміст конденсату, у вищезалягаючий газоконденсатний поклад. До геологічних параметрів відносять:

- початкові запаси газу у покладах;
- початкові пластові тиски;
- початковий вміст конденсату у пластовому газі;
- глибина залягання покладів;
- збіг структурних планів;
- фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) колекторів у покладах.

До технологічних параметрів, що впливають на ефективність розробки при перепуску газу, слід віднести:

- початкове і поточне співвідношення запасів газу у покладах;
- початкове і поточне співвідношення пластових тисків;
- кількість свердловин як для відбору газу, так і для перепуску;
- відбір газу та об'єм газу, що перепускається;

- депресії та репресії на пласти;
- тривалість процесу перепуску.

Вплив запасів газу на ефективність розробки залежить від співвідношення запасів у газоконденсатному покладі Q_1 і запасів газу у високонапірному покладі Q_2 . Чим більше співвідношення Q_2/Q_1 , тим може бути досягнута більша ефективність процесу розробки.

Вплив початкових пластових тисків також залежить від їх співвідношення P_2/P_1 . Чим більше це співвідношення, тим більшу ефективність розробки може бути досягнуто процесом перепуску. Очевидно, вплив початкових запасів і пластових тисків слід розглянути в комплексі: як співвідношення параметрів $\frac{Q_2 \cdot P_2}{Q_1 \cdot P_1}$; чим більше це співвідношення, тим більшою може бути ефективність розробки.

В основному, ефективність підвищення вуглеводневилучення за рахунок перепуску залежить від геологічних факторів:

- чим більше співвідношення запасів і пластових тисків у газоконденсатному покладі та високонапірному газовому покладі, тим більшим може бути коефіцієнт вуглеводневилучення з родовища;
- чим більший питомий вміст конденсату у пластовому газі газоконденсатного покладу і чим менший – у високонапірному, тим більша ефективність розробки родовища в цілому;
- фільтраційно-ємнісні властивості обох покладів у прямій залежності впливають на ефективність розробки газоконденсатного родовища.

Список використаних джерел: 1. Фик І. М. *Геолого–технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дис. д-ра техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ»* / Фик Ілля

Михайлович; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 97-109. 2. За матеріалами компанії Shell.

ПІДВИЩЕННЯ КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ШЛЯХОМ ПЕРЕПУСКУ ВИСОКОНАПІРНОГО ГАЗУ

Половинка В.Ю.-студент

НТУ «ХП».

Керівник-д.т.н. Фик І.М.

Анотація: В даній роботі було розглянуто шляхи підвищення конденсатовилучення виснажених газоконденсатних покладів шляхом перепуску високонапірного газу. Також, було розглянуто спосіб підвищення конденсатовилучення шляхом перепуску газу у виснажений поклад на прикладі Тимофіївського нафтогазоконденсатного родовища.

Ключові слова: конденсат, конденсатовилучення, сайклінг-процес, пластовий тиск, високонапірний газ.

Виходячи із умов гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні залучення в розробку залишкових запасів газу і вуглеводневого конденсату виснажених газоконденсатних родовищ має першочергове державне значення. Зараз значна кількість газоконденсатних родовищ у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) розробляється на режимі виснаження, і з часом постане проблема, як видобути конденсат, що випав у пласті, і як не допустити його подальшого випадання у пласті.

Одним з напрямків розв'язання проблеми є використання перепуску газу за наявності відповідних геологічних або технологічних умов. При цьому фізичною основою вторинного видобутку конденсату є переведення частини конденсату, що випав у пласті, в газоподібний стан за рахунок підняття пластового тиску у виснаженому покладі.

Пропуск сухого газу і підняття тиску у виснажених пластах призводить до випаровування конденсату, що раніше випав у пласті, і підвищення конденсатонасиченості пластової системи.

Повторне виснаження газоконденсатного покладу після підняття тиску або виснаження обох покладів через верхній істотно підвищить кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення і збільшить загальну економічну ефективність розробки газоконденсатного родовища.

Період перепуску газу з покладу, що пройшов стадію сайклінг-процесу, в інший, виснажений, і приблизне вирівнювання в них пластових тисків залежать від ряду параметрів покладів і визначаються системою рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{P_{a1}}{Z_{a1}} - \frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_{AT}t_1}{a_1\Omega_1} Q_{пер}, \\ \frac{P_{a2}}{Z_{a2}} - \frac{P_2}{Z_2} - \frac{P_{AT}t_2}{a_2\Omega_2} (-Q_{пер}), \\ Q_{пер} - \int_0^1 q dt, \quad q = \frac{dQ_{пер}}{dt}, \\ P_1^2 - P_2^2 - Aq, \end{array} \right.$$

де, P_{a1}, P_1, P_{a2}, P_2 - початковий і поточний пластові тиски у верхньому (1) і нижньому (2) покладах;

Z_{a1}, Z_1, Z_{a2}, Z_2 - коефіцієнт стисливості газу у верхньому (1) і нижньому (2) покладах;

P_{AT} - атмосферний тиск;

t_1, t_2 - температурні поправки;

a_1, a_2 - коефіцієнт газонасиченості;

Ω_1, Ω_2 - порові об'єми покладів;

q - добовий об'єм, що перепускається;

A - сумарний коефіцієнт фільтраційного опору при перепуску газу з рахуванням обох покладів (A_1+A_2)

Спосіб підвищення конденсатовилучення шляхом перепуску газу у виснажений поклад розглянуто на прикладі Тимофіївського нафтогазоконденсатного родовища, в розрізі якого виділено два основні об'єкти розробки В-16 + В-17 і Т-1, газ яких характеризується високим вмістом конденсату (понад 400 г/м³).

Поклад Т-1 розробляється в режимі сайклінг-процесу. Поклади В-16 + В-17 – на виснаження. Наприкінці сайклінг-процесу згідно з проектом пластовий тиск у покладі Т-1 становитиме 39,2 МПа, а у виснажених покладах В-16 + В-17 – 13,8 МПа. Вміст конденсату у пластовому газі виснажених покладів В-16 + В-17 зменшиться до 46 г/м³.

Запаси газу і пластовий тиск у покладі Т-1 після сайклінг-процесу дадуть змогу шляхом перепуску газу підняти пластовий тиск у покладах В-16 + В-17 до 25,7 МПа.

Розрахунки показують, що для підняття пластового тиску запропонованим способом з 13,8 до 25,7 МПа за допомогою перепуску газу після сайклінг-процесу з покладу Т-1 у покладу В-16 + В-17 буде потрібен один рік (за умови використання всього фонду свердловин).

За рахунок підвищення тиску в результаті випаровування конденсату питомий вміст конденсату у пластовому як перепущеному, так і власному газі збільшиться з 46 до 142 г/м³. Наступна розробка на виснаження всієї системи забезпечить видобуток частини конденсату, переведеного у газову фазу.

На рис.1 показано, що при розробці горизонтів В-16 + В-17 Тимофіївського родовища на виснаження коефіцієнт конденсатовилучення (η) на кінець розробки становитиме 0,31. За рахунок перепуску і повторного

виснаження коефіцієнт конденсатовилучення на кінець розробки оцінюється 0,41. Тобто додатковий видобуток конденсату складає 10%.

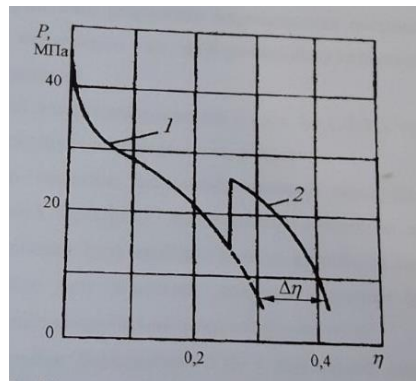


Рис.1- Графік залежності коефіцієнта конденсатовилучення (η) від пластового тиску при розробці на виснаження горизонтів В-16 + В-17 Тимофіївського родовища(1) та із застосуванням перепуску(2);

$\Delta\eta$ – збільшення коефіцієнта конденсатовилучення за рахунок перепуску

Таким чином, сайклінг-процес не тільки підвищує конденсатовилучення з покладу, де він проводиться, але й дає можливість підвищити конденсатовилучення раніше виснажених покладів за рахунок повторного використання енергії сухого високонапірного газу шляхом його перепуску.

Особливістю шляхів є використання специфічних геолого-промислових умов залягання газових і газоконденсатних покладів, фізико-хімічного стану флюїдів і термобаричних умов, створення штучних технологічних умов. Ці особливості ґрунтуються на наступному, враховуючи наявність виснаженого газоконденсатного покладу:

- наявність високонапірного газового покладу в розрізі родовища або поблизу;
- можливість організації перепуску, виходячи із співвідношень запасів газу, тисків, фільтраційних і ємнісних властивостей покладів;

- попереднє виснаження одного з покладів у той час, як інший розробляється з підтриманням пластового тиску.

Запропоновані шляхи збільшення конденсатовилучення вже використовуються на газоконденсатних родовищах України.

Список використаних джерел: 1. Піднімання пластового тиску в газоконденсатному покладі як фактор підвищення ефективності його розробки / І. М. Фик, І. М. Фик // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна: зб. наук. пр. Сер.: Геологія – географія – екологія. — Харків : ХНУ, 2016. — Вип. 44. — С. 71–76. 2. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2020. – 311 с. 3. За матеріалами компанії Shell.

ПЕРСПЕКТИВНИЙ СПОСІБ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ ОБЛЯМІВОК В УМОВАХ ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

**Шевердін О.С.-студент
НТУ «ХПІ».
Керівник-д.т.н. Фик І.М.**

Анотація: В даній роботі було розглянуто перспективний спосіб розробки нафтових облямівок в умовах підтримання пластового тиску. Він включає закачування газу в газову частину покладу над бар'єром, що ділить газу і нафтову частини.

Ключові слова: нафтові облямівки, пластовий тиск, газоконденсатний поклад, газова шапка, газонафтовий контакт.

У випадку, коли газоконденсатний поклад розробляється з підтриманням пластового тиску, розробка нафтової облямівки відбувається за вигідніших умов, ніж при виснаженні, оскільки значно збільшується період фонтанної експлуатації свердловин з покладу нафти. Умовою

традиційних ефективних способів розробки нафтових облямівок є нерухомість газонафтового контакту.

Розглянемо новий спосіб розробки нафтових облямівок з підтриманням пластового тиску, розроблений І. М. Фиком разом з Є. С. Бікманом. Цей спосіб розробки газоконденсатного покладу з нафтовою облямівкою, який включає закачування газу в газову частину покладу над бар'єром, що ділить газову і нафтову частини, і відрізняється тим, що з метою підвищення нафтовилучення покладу з неоднорідними пластами і водоплаваючою нафтовою облямівкою газ закачують у підшову газовою частини покладу над зоною дренажу нафтової облямівки в об'ємах, які визначаються наступним чином співвідношенням:

$$Q_{\text{наг}} = [Q_{\text{п}}^0 \cdot b_0 - (Q_{\text{п}}^0 - Q_{\text{п}}^t) \cdot b_t - w_t + Q_{\text{в}}^t] \cdot \frac{P_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}}{P_{\text{ст}} \cdot z \cdot T_{\text{пл}}}$$

де $Q_{\text{п}}^0$ – початкові запаси нафти, млн.м³;

$Q_{\text{наг}}$ – об'єм нагнітання сухого газу, млн.м³;

$Q_{\text{п}}^t$ – поточний об'єм видобутку нафти, млн.м³;

b_0 b_t – початковий і поточний об'ємний коефіцієнт нафти відповідно;

$w_{\text{в}}$ – об'єм води, що надійшла в поклад, млн.м³;

$Q_{\text{в}}^t$ – поточний об'єм води, що видобута, млн.м³;

$P_{\text{пл}}$ $P_{\text{ст}}$ – пластовий і стандартний тиск відповідно, МПа;

$T_{\text{пл}}$ $T_{\text{ст}}$ – пластова і стандартна температура відповідно, К;

z – коефіцієнт стисливості газу.

При одночасному вилученні нафти і газу нафтова облямівка зазнаватиме впливу на пору з боку газової шапки та підшовної води. Цей вплив буде визначатися величиною відбору газу з газової шапки, на нафти з нафтової облямівки та активністю підшовної води.

Для запобігання втратам нафти в пласті при одночасному відборі газу і нафти необхідно створити такий режим, який би забезпечив непорушний газонафтовий контакт (ГНК) в зоні видобувних нафтових свердловин й витіснення нафти відбувалося б здебільшого за рахунок напору пластових вод, оскільки коефіцієнт витіснення нафти газом при вертикальному русі агента, що витісняється, значно менший, ніж нафти водою, та й прорив газу через нафтову облямівку може блокувати її подальшу розробку.

Найбільш значні втрати нафти при розробці газоконденсатних покладу на виснаження пов'язані з переміщенням її в газову зону пласта під напором води при зниженні пластового тиску в газовій шапці за рахунок відбору газу.

З вказаного випливає, що при випереджуючій розробці нафтової облямівки газова шапка має бути законсервована (можна проводити сайклінг-процес), або відбори з неї слід обмежити.

Величина допустимого відбору газу ($Q_{\text{доп}}$) у цих умовах визначається рівнянням:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{Q_{\text{зап}}(\bar{P}_0 - \bar{P}_t)}{\bar{P}_0}$$

де $Q_{\text{доп}}$ – запаси газу в газовій шапці;

\bar{P}_0 \bar{P}_t – початковий і поточний зведений тиск, МПа;

$\bar{P} = \frac{P}{z}$ (z -коефіцієнт стисливості).

При цьому при незмінному положенні ГНК тиск \bar{P}_t має бути вищий за тиск фонтанування нафтових свердловин (\bar{P}_ϕ).

У випадку активного прояву водонапірного режиму відбір газу з газової шапки, якщо входить з класичних положень розробки нафтових облямівок, неприпустимий, оскільки це призводить до переміщення нафти в газову частину та її втрати у вигляді залишкової нафтонасиченості при

подальшій розробці на виснаження. В цьому разі в процесі відбору нафти проти тиск на контакті газ-нафта буде підтримуватись тиском у газоконденсатній частині покладу, а відбір нафти компенсуватиметься пластовою водою, що надходить в поклад.

Наведений спосіб розробки забезпечує збільшення коефіцієнта нафтовилучення нафтової облямівки газоконденсатного родовища.

Список використаних джерел: 1. Фик І. М. *Геолого–технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ* : дис. д-ра техн. наук : спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ» / Фик Ілля Михайлович ; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 97-109. 2. *За матеріалами компанії Shell.*

ПЕРСПЕКТИВНІ СПОСОБИ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ ОБЛЯМКІВ В УМОВАХ ВИСНАЖЕННЯ

**Трохимчук І.М.-студент
НТУ «ХП».
Керівник- д.т.н. Фик І.М.**

Анотація: В даній роботі було розглянуто перспективний спосіб розробки нафтових облямків в умовах виснаження. Запропонований спосіб може бути використаний на будь-якому газоконденсатному родовищі з нафтовою облямівкою, де збереглися умови фонтанної експлуатації свердловин.

Виклад основного матеріалу

В умовах виснаження газоконденсатних покладів з нафтовими облямівками пошук нових технологій для збільшення коефіцієнта нафтовилучення можливий у таких напрямках:

- вдосконалення сітки і кількості свердловин на нафтову облямівку;
- вибір оптимального інтервалу перфорації;

- вибір оптимального способу і режиму розробки.

Метою способу є збільшення коефіцієнтів нафто- і газоконденсатовилучення за рахунок оптимізації (мінімізації) кількості свердловин.

Спосіб розробки тонких нафтових об'ємів в умовах виснаження включає буріння свердловин, створення інтервалів перфорації, відбір нафти з нафтонасиченої частини пласта і регульований відбір газу з газової шапки у кількості, пропорційній швидкості зниження зведеного пластового тиску. Спосіб відрізняється від відомих тим, що, з метою підвищення його ефективності за рахунок зниження кількості видобувних свердловин, відбір нафти і газу ведуть періодично, через інтервал перфорації, розташований у нафтонасиченій частині пласта, шляхом зміни вибійного тиску вище і нижче критичної величини, яка визначає прорив газу до інтервалу перфорації.

На рис. 1а,б показано моменти видобутку нафти і газу згідно із запропонованою технологією.

При підтриманні вибійного тиску вище критичної величини, яка визначає прорив газу до інтервалу перфорації свердловин, газонафтовий контакт 2 має лише невеликі конусоподібні зниження поблизу вибою, і в свердловини надходить нафта з нафтової об'ємівки 3 (див. рис. 1б). При вибійному тиску нижче критичного конусоутворення ГНК 2 поблизу вибоїв свердловин такі, що відбувається інтенсивний приплив газу з газової шапки 4 (рис. 1а) періодичними змінами вибійного тиску регулюється відбір газу з шапки 4. Величина відбору газу прямо пропорційна зниженню приведенного пластового тиску в покладі.

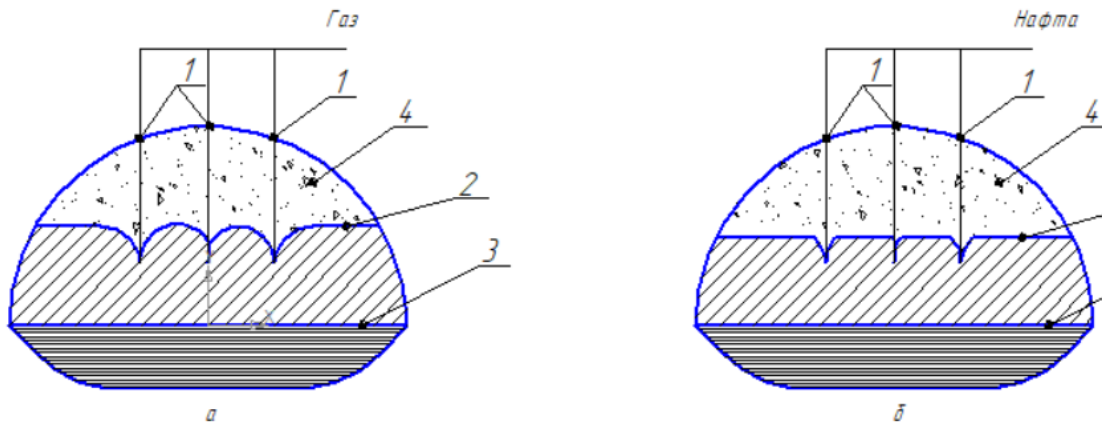


Рис.1 Схema розробки газоконденсатного покладу з нафтовою облямілкою єдиною сіткою свердловин
 а- у режимі відбору газу
 б- у режимі відбору нафти
 1-нафтогазовидобувні свердловини
 2-контакт ГНК
 3-нафтова облямілка
 4-газоконденсатний поклад

Розглянемо реалізацію способу розробки на прикладі газонафтового пок-ладу, що має наступні геологічно-промислові характеристики: середня товщина нафтової облямівки – 8 м, запас нафти і газу відповідно 1400 тис.т і 100 млн. м³, початковий тиск – 20 МПа. Нафтова облямівка розробляється на протязі 40 років з середнім відбором нафти 10 тис.т/рік. Середній річний темп зниження тиску в покладі - 0,5 МПа. Для підтримання нерухомим ГНК необхідно відбирати щороку приблизно 25 млн. м³ газу. Для відбору нафти і газу буряться 20 свердловин, які працюватимуть 310 днів на рік (коефіцієнт експлуатації 0,85). Середній дебіт свердловини при видобутку нафти – 1,7 т/добу, а при видобутку газу 80 тис. м³/добу. При цьому кожна свердловина протягом року даватиме нафту 294 дня, а газ – 16 днів. Таким чином, періодична експлуатація свердловин буде наступна: кожні 18,5 дня видобуватиметься нафта, а один день – газ. Оскільки реалізація пропонованого способу не потребує буріння свердловин для відбору газу з газової шапки, то затрати на облаштування родовища знизяться на 5 – 7 %.

Запропонований спосіб може бути використаний на будь-якому газоконденсатному родовищі з нафтовою облямівкою, де збереглися умови фонтанної експлуатації свердловин.

Список використаних джерел: 1. *За матеріалами компанії Shell.*

СПОСІБ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ З ПІДТРИМАННЯМ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ДЛЯ РІЗНОПРОНИКНИХ ПЛАСТІВ, РОЗДІЛЕНИХ ПЕРЕТИНКОЮ

**Веретеннікова Д.О.-студент
НТУ «ХП».
Керівник-д.т.н. Фик І.М.**

Анотація: В даній роботі було розглянуто спосіб розробки газоконденсатних заснований на збільшенні репресії в нагнітальних і депресії у видобувних свердловинах. Для розв'язання проблеми збільшення репресії і депресії на низькопроникний пласт.

Ключові слова: сайклінг-процес, газоконденсатний поклад, репресія свердловини, депресія свердловини

До розглядання взято спосіб заснований на збільшенні репресії в нагнітальних і депресії у видобувних свердловинах для низькопроникного пласта у порівнянні з високопроникними, для розв'язання проблеми збільшення репресії і депресії на низькопроникний пласт з метою забезпечення одночасного прориву сухого газу у видобувні свердловини як по високо- так і низькопроникному пластах.

Суть способу полягає у наступному. До початку нагнітання сухого газу в поклад перфорують і здійснюють попередню розробку лише низькопроникних пластів, знижуючи пластовий тиск у них до величини, яку знаходять за формулою,

$$P_{\text{пон}} = \sqrt{P_B^2 - \frac{m_2 k_1}{m_1 k_2} (P_B^2 - P_0^2)}$$

що забезпечує при сайклінг-процесі рівномірність переміщення фронту витіснення сирого газу сухим по всіх пластах. При цьому зниження пластового тиску в низькопроникних колекторах не може перевищувати певного мінімуму, при якому збільшення приймальності за рахунок підвищення репресії на пласт компенсується погіршенням фазової проникності для газу через випадання конденсату у поровому середовищі, а підвищення конденсатовилучення, завдяки збільшенню коефіцієнта охоплення, зводиться конденсатом, що випав у низькопроникних колекторах при їх частковому виснаженні.

Після зниження тиску в низькопроникних пластах до $P_{\text{пон}}$ розкриваються перфорацією високопроникні пласти, в яких зберігся початковий пластовий тиск. Потім закачують сухий газ у нагнітальні свердловини і відбирають пластовий газ видобувними свердловинами. Причому у видобувних свердловинах витримують вибійний тиск, нижчий за понижений тиск у низькопроникних пластах, з метою запобігання перетіканням.

Технологічний ефект при цьому досягається за рахунок:

- вирівнювання фронту витіснення сирого газу сухим в обох пластах і збільшення допроривного коефіцієнту охоплення пластів.
- випереджаючого часткового видобутку газу до початку сайклінг-процесу;
- енергозбереження на КС, оскільки заданий коефіцієнт охоплення пластів досягається в результаті нагнітання меншого об'єму газу.

Перевірити ефективність методу можна шляхом наведення прикладу і розрахунків. За основу узяті параметри з покладу горизонту Т-І Тимофіївського родовища.

Запаси газу у низькопроникних колекторах у межах площі, оконтуреної андобувними свердловинами, підраховано об'ємним методом на початок сайклінг-процесу вони становлять 4,7 млрд.м³. Для того, щоб знизити у цих колекторах тиск з 39,2 до 31,86 МПа, необхідно здійснити відбір галу в об'ємі 560 млн.м³. При цьому видобуток конденсату, виходячи з температури сепарації (-10°C), тиску сепарації 5,39 МПа і середнього питомого виходу конденсату з газу 213 г/м³, становитиме 119 тис. т.

Другою складовою економічної ефективності від впровадження способу є додатковий видобуток конденсату з низькопроникних зон, які при звичайному сайклінг-процесі залишаються не охопленими витісненням. Для розрахунку додаткового видобутку конденсату перш за все необхідно оцінити той об'єм газу, який при звичайному сайклінг-процесі залишається не витісненим з низькопроникних зон на момент прориву сухого газу по високопроникних пластах. Скористаємося з моделі, яка базується на наведених даних. Припустимо, що нагнітання сухого газу ведуть у центрі кола з радіусом 1800 м (виходячи з площі, оконтуреної андобувними свердловинами, рівній 10 км²), а відбір пластової продукції на контурі. Витіснення газу здійснюють у двох пластах з низькими і високими колекторськими властивостями.

Час прориву сухого газу у андобувні свердловини по високопроникному пласту визначається за формулою:

За цей час радіус фронту витіснення сирого газу сухим у низькопроникному пласті становитиме 800 м, тобто площа, заміщена сухим газом у низькопроникних колекторах, дорівнюватиме 2 км². Площа, яку не витіснено сухим газом, дорівнює 8 км².

Об'єм сирого газу, заміщеного сухим у низькопроникних колекторах, становить 943 млн.м³. Це забезпечує видобуток конденсату з них у кількості 213 тис.т (при питомому виході конденсату 232,5 г/м³).

Якщо об'єм газу, що залишився не витісненим (3,757 млрд.м³), андобувати на режимі виснаження, то видобуток конденсату становитиме

415 тис.т. Якщо ж використати запропонований спосіб і знизити тиск у низькопроникних колекторах з 39,2 до 31,86 МПа, а потім здійснити сайклінг-процес, то видобуток конденсату становитиме 662 тис.т.

З наведених розрахунків випливає: якщо здійснювати просто сайклінг-процес, то сумарний видобуток конденсату з низькопроникних колекторів горизонту Т-1 Тимофіївського нафтогазоконденсатного родовища у межах площі, оконтуреної видобувними свердловинами, становитиме 628 тис.т. У разі застосування запропонованого способу сумарний видобуток конденсату з низькопроникних колекторів досягне 781 тис.т.

Отже, додатковий видобуток конденсату в результаті впровадження нового способу може скласти 153 тис.т.

Список використаних джерел: 1. Фик І. М. *Геолого–технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дисертація д-ра техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ» / Фик Ілля Михайлович; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 97-109.* 2. *За матеріалами компанії Shell.*

САЙКЛІНГ-ПРОЦЕС ДЛЯ РІЗНОПРОНИКНИХ ПЛАСТІВ, КОНТАКТУЮЧИХ І ГАЗОДИНАМІЧНО ВЗАЄМОДІЮЧИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПЛАСТІВ

Лата Д.А. -студент
НТУ «ХП»
Керівник-д.т.н. Фик І.М.

Анотація: В даній роботі було розглянуто сайклінг-процес для різнопроникних пластів, контактуючих і газодинамічно взаємодіючих газоконденсатних пластів, що є важливою задачею при розробці газоконденсатних родовищ.

Ключові слова: сайклінг-процес, конденсат, коефіцієнт охоплення, тиск, температура, пласт, газовий конденсат. **Постановка проблеми в загальному вигляді** Проблема випадіння сайклінг-процесу для

різнопроникних пластів, контактуючих і газодинамічно взаємодіючих газоконденсатних пластів.

Сайклінг-процес - технологія розробки газоконденсатного родовища шляхом зворотного часткового або повного нагнітання в розроблюваний газоконденсатний поклад сухого (відбензиненого) газу (після вилучення з нього конденсату) з метою сповільнення темпу падіння пластового тиску, запобігання ретроградним явищам у пласті і забезпечення таким чином повнішого вилучення конденсату.

Формулювання завдань досліджень та мета статті

Метаю даної статті є ознайомлення з сайклінг-процесом для різнопроникних пластів контактуючих і газодинамічно взаємодіючих газоконденсатних пластів.

Виклад основного матеріалу досліджень

Складнішим є погляд з точки зору регулювання коефіцієнта охоплення і збереження конденсату.

Є варіант геологічної будови покладу, коли газоконденсатні пласти різної проникності контактують і здатні газодинамічно взаємодіяти. У цьому випадку як звичайний сайклінг-процес, так і способи, мають обмежену ефективність. Сухий газ проривається від нагнітальних свердловин до видобувних спочатку через високопроникні пласти, обходячи низькопроникні пласти і зони погіршених колекторських властивостей, а попередня розробка виснажить перш за все високопроникні пласти. Автором розроблено спосіб і запропоновано систему розробки, спрямовані на збільшення конденсатовилучення з покладів для цієї геологічної будови. Згідно з теорією фільтрації флюїдів, у пористому середовищі фільтрація газу відбувається переважно по найбільш проникних пластах і пропластках. У видобувну свердловину в першу чергу і в основному надходить пластовий газ, що заповнював високопроникні пласти. Це підтверджується і останніми дослідженнями реальних систем, згідно з якими запаси газу низькопроникних прошарків розробляються

через контактуючі з ними пласти з високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Прикладом може бути масивно пластове Шебелинське родовище, де значна частина запасів газу зосереджена в низькопроникних колекторах і проявила себе на пізній стадії розробки шляхом площинних перетоків газу у відпрацьовані пласти за рахунок початкових градієнтів тиску.

Якщо використовувати ці явища в поєднанні з циклінг-процесом на газоконденсатних родовищах

То можна істотно підвищити конденсатовилучення. Шляхом регулювання циклінг-процесу можливе залучення до процесу витіснення сирого газу з низькопроникних пластів. Щоб залучити такий пласт до циклінг-процесу, необхідно застосувати комбіновану систему розробки, яка включає чергування циклінг-процесу і розробки на виснаження. Для впровадження цієї системи розкривають перфорацією всі газоконденсатні пласти як у видобувних, так і у нагнітальних свердловинах. Спочатку розробляють газоконденсатний поклад у режимі циклінг-процесу при постійному пластовому тиску. Після прориву сухого газу у видобувні свердловини нагнітання сухого газу припиняють і розробляють поклад на виснаження видобувними свердловинами, відбираючи в основному закачаний сухий газ і понижуючи пластовий тиск на величину, яка відповідає співвідношенню:

$$\Delta P = K_{ox} P_o \left(1 - \frac{m_2 k_2}{m_1 k_2}\right)$$

де ΔP - величина пониження зведеного пластового тиску;

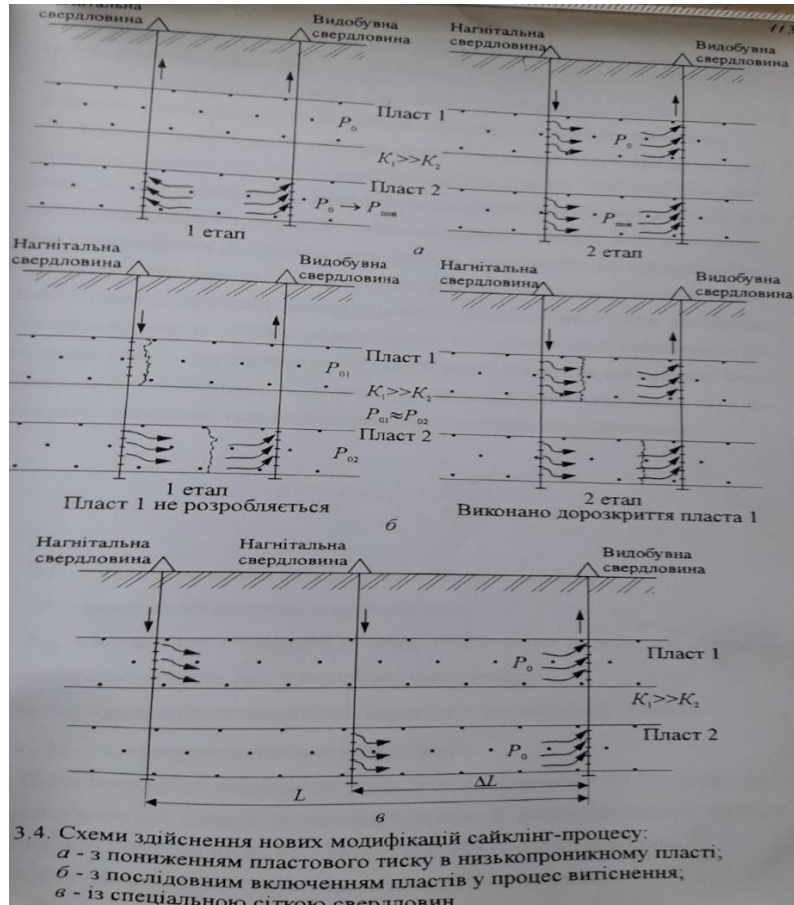
P_o - початковий зведений пластовий тиск;

K_{ox} - коефіцієнт охоплення покладу витіснення сирого газу сухим на момент прориву сухого газу у видобувні свердловини;

$m_1 m_2$ - коефіцієнт ефективної пористості контактуючих пластів;

k_1, k_2 - проникності контактуючих пластів.

Після пониження пластового тиску згідно з формулою, сирого газу низькопроникного пласта перерозподіляється у високопроникний шляхом площинного перетоку, після чого можна повторити циклінг-процес. Співвідношення було отримано наступним чином.



На момент прориву сухого газу у видобувні свердловини об'єм сухого газу ($Q_{\text{сух}}$), що закачується в поклад, складає:

$$Q_{\text{сух}} = Q_{\text{зап}} * K_{\text{ох}}$$

де $Q_{\text{зап}}$ - запаси газу в покладі.

Об'єм сухого газу, що закачується в i -тий пласт (V_i^{cr}), пропорційний проникності (k_i) і товщині (h_i) пласта й може бути оцінений за формулою:

$$V_i^{cr} = Q_{\text{сух}} \frac{k_i * h_i}{\sum kh}$$

Відповідно площа (S_i^{cr}), у межах якої сталося витіснення сирого газу сухим у кожному пласті, дорівнює:

$$S_i^{cr} = V_i^{cr} / m_i * h_i * P_0$$

де m_i - коефіцієнт ефективної пористості i -того пласта.

На момент прориву високопроникний пласт заповнений сухим газом у межах площі S_1^{cr} :

$$S_1^{cr} = \frac{k_1 h_1}{\sum kh} / m_1 h_1 * P_o$$

а інші пласти з осередненою характеристикою t_2 , h_2 , K заповнені сухим газом у межах площі S_2^{cr} :

$$S_2^{cr} = Q_{сух} \frac{k_2 h_2}{\sum kh} / m_2 h_2 * P_o$$

З пласта 1, по якому сухий газ надійшов у видобувні свердловини, необхідно відібрати сухий газ з площі $S_1^{cr} - S_2^{cr}$ Об'єм газу, що відбирається ($V_1^{об}$), дорівнює:

$$V_1^{об} = (S_1^{cr} - S_2^{cr}) m_1 * h_1 * P_o$$

а сумарний відбір з врахуванням становитиме:

$$V_{\Sigma}^{об} = (S_1^{cr} - S_2^{cr}) m_1 * h_1 * P_o \frac{\sum kh}{k_1 h_1}$$

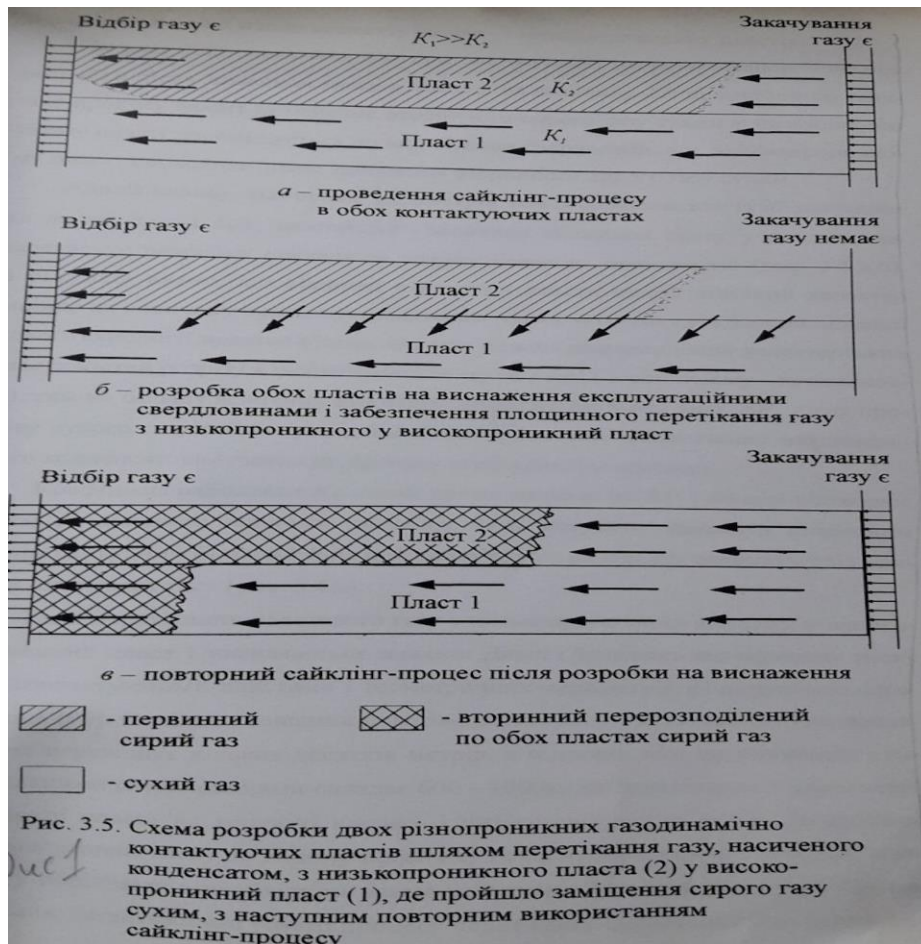
$$V_{\Sigma}^{об} = Q_{сух} \left(1 - \frac{k_2 m_1}{m_2 k_1} \right)$$

Враховуючи, що $V_{\Sigma}^{об} = V_{покл} * \Delta P$, а $Q_{сух} = V_{покл} * P_o * K_{ох}$ (де $V_{покл}$ – геометричний об'єм газонасиченого простору покладу), одержимо кінцеву формулу, за якою можна визначити необхідну величину зниження тиску для повного насичення високопроникного пласта вторинним сирим газом на ділянках між нагнітальними та видобувними свердловинами для двох газодинамічно пов'язаних пластів за рахунок площинного перетікання газу в них.

Наведено схему витіснення сирого газу сухим на момент прориву сухого газу на ділянці між нагнітальною і видобувною свердловинами при звичайному циклінг-процесі.

Наведено схему площинного перерозподілу сирого газу після зниження тиску в покладі на величину ΔP шляхом відбору газу через видобувну свердловину при відсутності нагнітання сухого газу.

Заповнення об'єму, що вивільняється при відборі газу видобувною свердловиною, відбувається в основному за рахунок відтоку сирого газу.



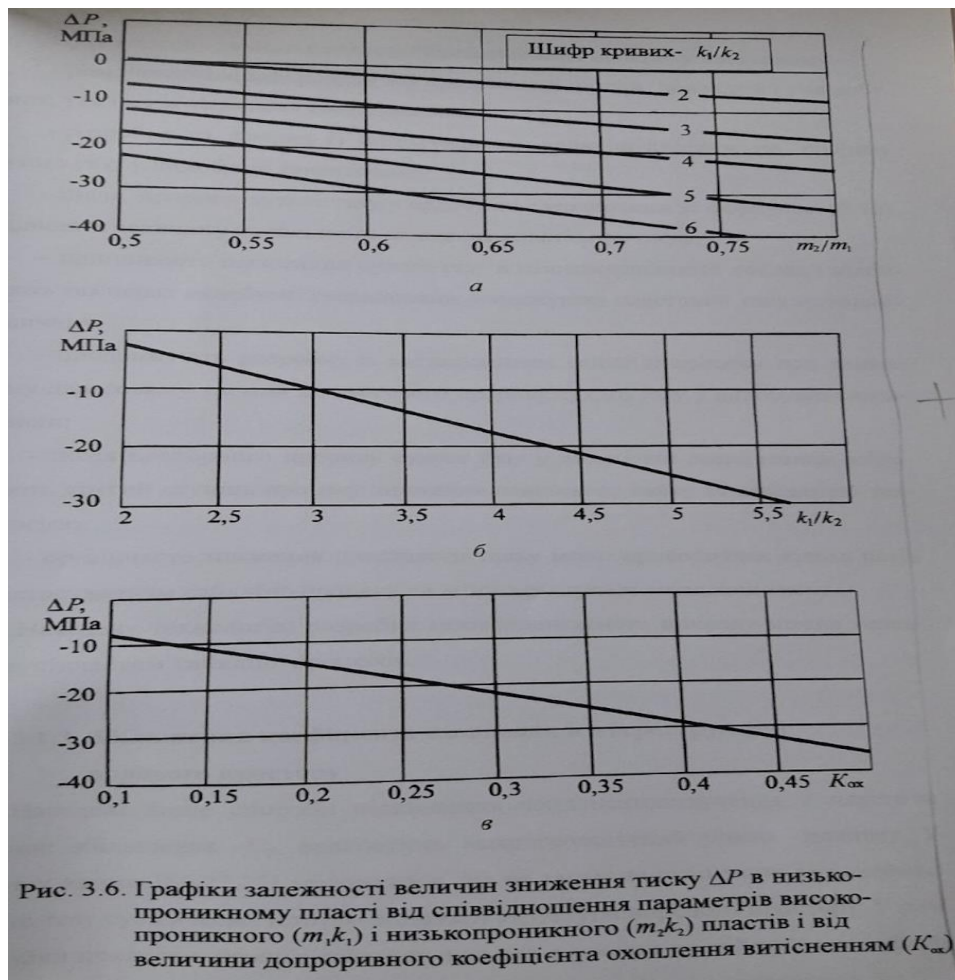
Показано, що при застосуванні запропонованого способу розробки після зниження тиску в покладі на величину ΔP та повторного циклінг-процесу фронт витіснення вторинного сирого газу сухим у низькопроникному пласті переміщується до видобувних свердловин, а у високопроникному пласті проходить повне заміщення вторинного сирого газу сухим.

Аналіз впливу відносних параметрів пласта показав, що із збільшенням як m_1/m_2 , так і k_1/k_2 , зростає ΔP - величина зниження тиску у покладі, яка забезпечує розробку покладу за запропонованою технологією.

З рисунків видно, що відносні параметри пласта мають лінійний характер впливу на величину зниження пластового тиску. Фізична суть запропонованої нової технології полягає в тому, що чим більша диференціація колекторських властивостей розрізу в газоконденсатному покладі (в основному - проникності), тим на більшу величину необхідно знизити пластовий тиск ΔP , після прориву сухого газу в експлуатаційні свердловини для забезпечення максимального конденсатовилучення на другому етапі циклінг-процесу.

Коефіцієнт охоплення k також прямо впливає на ΔP і по суті відтворює об'єм ефективного порового простору, який потрібно замінити вторинним сири́м газом; чим більший буде цей простір, тим на більшу величину слід знизити пластовий тиск.

Темп перетікання пластового газу з низькопроникного пласта 2 в високопроникний пласт 1 визначається законом Дарсі і залежить від перепаду тиску між контактуючими пластами та геометричних параметрів фільтруючого середовища. Оскільки товщина пластів-колекторів у газоконденсатних покладах не перевищує кількох десятків метрів, а відстань між видобувними і нагнітальними свердловинами становить 600 - 1000 метрів, то перетікання в елементарній точці пласта на контакті високо- і низькопроникного пласта, викликане вирівнюванням тиску на даному проміжку покладу, проходить практично миттєво у порівнянні з необхідним часом здійснення циклу відбору газу без нагнітання. Загальний час усього процесу перетікання дорівнюватиме часові циклу зниження тиску у покладі на величину ΔP .



Суть способу та його послідовне виконання полягає у наступному:

- розкривають перфорацією всі продуктивні пласти покладу як у видобувних, так і в нагнітальних свердловинах;
- розробляють поклад із застосуванням циклінг-процесу до прориву сухого газу у видобувні свердловини;
- після прориву сухого газу у видобувні свердловини за формулою оцінюють величину необхідного зниження пластового тиску;
- припиняють нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад і відбирають газ через видобувні свердловини, понижуючи пластовий тиск на задану величину;
- продовжують розробку із застосуванням циклінг-процесу при зниженому пластовому тискові до чергового прориву сухого газу у видобувні свердловини;

- після повторного прориву сухого газу у видобувні свердловини здійснюють другий ступінь процесу зниження пластового тиску за наведеною технологією;
- ступінчасте зниження пластового тиску може проводитися кілька разів із застосуванням циклінг-процесу на кожному ступені зниження тиску.
- Наведену технологію розробки газоконденсатного покладу можна назвати ступінчастим сайклінг-процесом.

Список використаних джерел: 1. Фик І. М. *Геолого–технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дис. д-ра техн. наук: спец. 05.15.06. «Розробка нафтових і газових родовищ» / Фик Ілля Михайлович; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 97-109.* 2. *За матеріалами компанії Shell.*

СПОСІБ РОЗРОБКИ КОНДЕНСАТНИХ ВАЛІВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

**Януш А.С. -студент
НТУ «ХП».
Керівник- д.т.н. Фик І.М.**

Анотація: Розглянуто можливість підвищення коефіцієнта конденсатовилучення з пласта за рахунок використання нового способу розробки конденсатних валів газоконденсатних родовищ, на яких спостерігається прояв водонапірного режиму.

Ключові слова: сайклінг-процес, газоконденсатний поклад, пластовий тиск, сухий газ, конденсатний вал, газоводяний контакт.

Розробка газоконденсатних покладів з високим вмістом конденсату може проводитися: на виснаження і з підтриманням пластового тиску (повний, частковий, ступінчастий сайклінг-процес). Можуть бути змішані системи,

коли спочатку поклад розробляється частково на виснаження, а потім з використанням сайклінг-процесу (Прикладом слугує Новотроїцьке ГКР). Розробка на виснаження в умовах водонапірного режиму призводить з одного боку, до випадання конденсату у пласті, а з іншого, - за рахунок пластової води, що надходить, утворюється конденсатний вал. У принципі такий вал може бути і нафтовою облямівкою в умовах водонапірного режиму.

Метою запропонованого способу є підвищення конденсатовилучення за рахунок видобутку рідкого конденсату, який раніше випав у пласті.

У відомому методі розробки газоконденсатного родовища в активному водоносному пласті, який включає буріння видобувних і нагнітальних свердловин, відбір газу з перших і часткове закачування сухого газу в другі, регулюють об'єми закачування і відбору газу через відповідне розташування свердловин, інтервали перфорації, а також дебіти видобувних і нагнітальних свердловин. Цей процес включає спрямоване просування газоводяного контакту з утворенням перед ним конденсатного валу і його послідовну стабілізацію поблизу зони видобутку через групи видобувних свердловин.

Регулювання просування газоводяного контакту і стабілізацію конденсатного валу здійснюють чергуванням часткового і повного сайклінг-процесу або виснаження і сайклінг-процесу. При цьому часткове закачування сухого газу доводять до різкого збільшення конденсатного фактора, після чого здійснюють повний сайклінг-процес до різкого зменшення величини конденсатного фактору.

На рис. 1 наведено схеми розміщення нагнітальних і видобувних свердловин для водоплаваючого і пластового газоконденсатних покладів. Газ вводиться через нагнітальні свердловини 1, а газоконденсатну суміш видобувають за допомогою видобувних свердловин 2, 3. Коли конденсатний вал знаходиться біля інтервалів перфорації видобувних свердловин 2, 3 (позначених як ГВК1, ГВК2), застосовується повний

сайклінг-процес при постійному тиску в пласті. Це призводить до виснаження конденсатного валу. Переміщення газоводяного контакту між його стабільними положеннями (ГВК0, ГВК1, ГВК2) відбувається під час часткового сайклінг-процесу. Контроль за наближенням конденсатного валу здійснюється за допомогою газоконденсатних досліджень. Для водоплаваючого покладу інтервали перфорації у видобувних свердловинах розташовують на гіпсометричних рівнях стабілізації положення конденсатного валу. У покладах пластового типу нагнітальні свердловини розміщують в склепінні, а видобувні свердловини - навколо нагнітальних у вигляді паралельних контурів газоносності галерей з однаковими гіпсометричними відмітками перфорації (рис. 2).

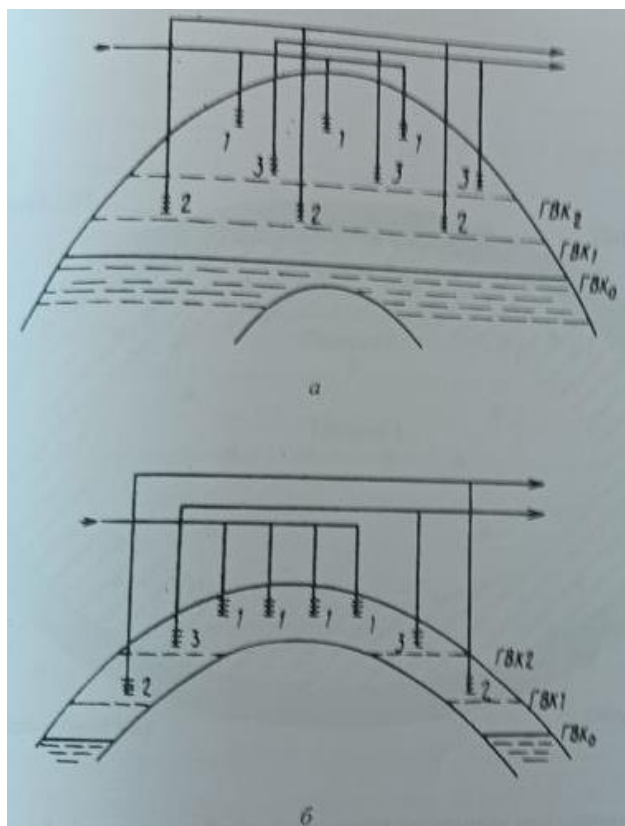


Рис.1-Схеми експлуатації конденсатного валу для різних типів покладів: а – водоплаваючий; б – пластовий

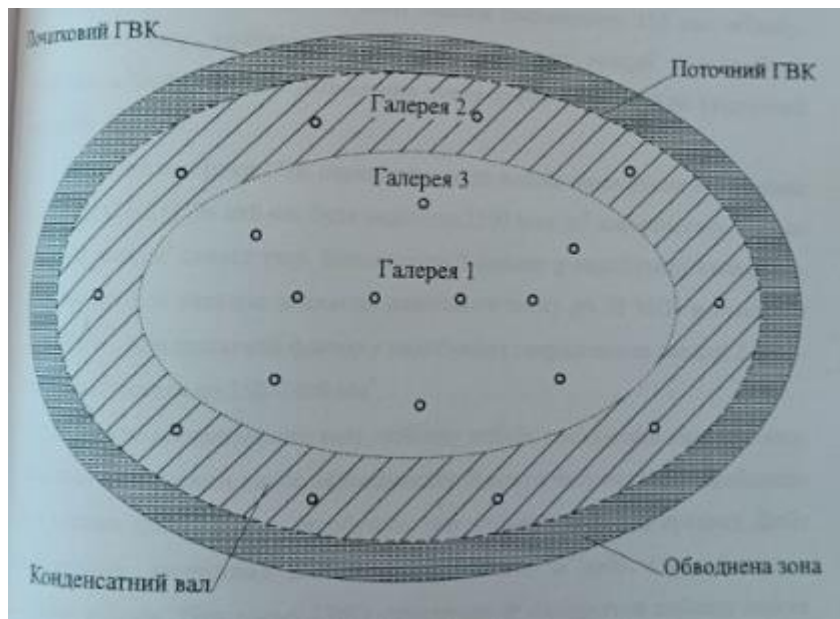


Рис.2- Схеми галерейного розміщення свердловин при сайклінг-процесі з метою розробки штучних конденсатних валів: галерея 1 – нагнітальні на газ свердловини; галереї 2, 3 – газовидобувні свердловини.

Приклад. Розглянемо гіпотетичний газоконденсатний поклад в антиклінальній пастці із запасами 10 млрд.м³, який приурочений до активного водоносного пласта. Початковий пластовий тиск становить 36 МПа, вміст конденсату в газі – 350 г/м³. Поверх газоносності становить 200 м, абсолютна відмітка газоводяного контакту (ГВК) становить 3500 м. Поклад пластового типу має середню товщину 15-20 м. Перед розробкою або у процесі ДПЕ проводиться розбурювання покладу. Чотири нагнітальні свердловини (див рис.1) розташовані у склепінні покладу мають інтервали перфорації – 3300-3320 м. Групи видобувних свердловин 2 і 3 розташовані навколо склепіння покладу у вигляді паралельних галерей з інтервалами перфорації відповідно на глибині 3370-3390 м та 3420-3435 м. Відбір газу проводиться свердловинами галерей 2 і 3, кожна з яких має дебіт 150 тис.м³/добу, а нагнітання газу здійснюється через свердловини галереї 1 з дебітом 360 тис.м³/добу. Ступінь заповнення сухим газом в пласті 0,60 (частковий сайклінг-процес).

Через чотири роки рух газоводяного контакту (ГВК) досягне вибоїв видобувних свердловин галереї, позначених як ГВК1. Протягом цього періоду буде видобуто 3500 млн.м³ газу внаслідок закачання 2100 млн.м³ сухого газу. У видобувних свердловинах галереї 3 конденсатний фактор зменшиться до 250г/м³ через зниження пластового тиску до 30 МПа. В той же час, конденсатний фактор у видобувних свердловинах галереї 2 почне зростати, досягаючи значень від 350 до 400 г/м³.

Поява конденсатного валу поблизу вибоїв свердловини галереї 2 визначається значним виносом конденсату. З цього моменту розробка покладу здійснюється з повним поверненням видобутого газу (повний сайклінг-процес). Дебіт нагнітальних свердловин збільшується до 500 тис.м³/добу, а видобувних - до 125 тис.м³/добу. Внаслідок цього ГВК1 майже стабілізується біля вибоїв свердловини галереї 2. Протягом двох років свердловини галереї 2 витягують газ із підвищеним вмістом конденсату від 350 до 400 г/м³, виснажуючи при цьому конденсатний вал. За цей період буде видобуто 110 тис.т конденсату. Після цього цикл повторюється, але вже з групою свердловин галереї 3 (на рис.1 показано проходження конденсатного валу через групу газовидобувних свердловин галереї 2).

Формування та переміщення конденсатних валів, а також можливість їхньої ефективної розробки, знайшли підтвердження на прикладі Новотроїцького газоконденсатного родовища, яке є класичним прикладом цього явища.

В розробці Новотроїцького газоконденсатного родовища використовувалася стратегія зворотного закачування сухого газу в пласт, відома як сайклінг-процес, і це відбувалося в умовах активного водонапірного режиму. Під час цього процесу виявили два основних явища, які істотно впливали на видобуток конденсату: прорив сухого газу у видобувні свердловини та виснаження конденсатного валу. Останній

формується та відштовхується під впливом пластових вод, які просочуються та направляються до вибоїв видобувних свердловин.

Висновки

Запропонований спосіб розробки конденсатного вала (нафтової облямівки) передбачає регулювання переміщення його за рахунок чергування часткового і повного сайклінг-процесів або виснаження і сайклінг-процесу.

При цьому видобувні свердловини розташовують за певною системою, яка передбачає експлуатацію конденсатного вала у період його стабілізації на рівні інтервалів перфорації за рахунок переходу на режим розробки з підтриманням постійного пластового тиску в газоконденсатному покладі.

Список використаних джерел: 1. Фик І. М. Геолого–технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дис. д-ра техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ» / Фик Ілля Михайлович; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 222-233. 2 Фик І.М. Розробка газоконденсатних родовищ з використанням нових систем підтримання пластового тиску / Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу. Наука та інновації.- 2005: Т1-.№5.- С.50-60. 3. За матеріалами компанії Shell.

Наукове видання

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ
МАТЕРІАЛИ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(28 грудня 2023 року, м. Харків)

Українською мовою

Відповідальний за випуск: Фик І.М.

Комп'ютерне верстання: Владимиров Р.В., Чуєнко О.В.

Підписано до друку 29.12.2023 р.
Формат 60x84/16. Папір офсетний. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 4,7. Обл.-вид. арк. 5,5.
Тираж 100 пр. Зам. №0594. Ціна договірна.

Надруковано ТОВ «ТО Ексклюзив»
Свідоцтво про держреєстрацію ДК № 347 від 28.02.2001 р.
м. Харків, вул. Серіківська, 41. E-mail: exkluz@ukr.net