

10. Хисамутдинов Н.И. Совершенствование методов решения инженерных задач при добыче нефти на поздней стадии разработки // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №8. – С.16-19.
11. Опыт разработки Абдрахмановской площади на поздней стадии с применением новых технологий / М.З.Тазиев, О.И.Буторин, Р.А.Хамитов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №8. – С.44-48.
12. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №4. – С.38-40.
13. Жданов С.А. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти: взаимосвязь и различие // Бурение и нефть. – 2003. – №5. – С.18-22.
14. Управляемое вибросейсмическое воздействие на нефтяные залежи на поздней стадии разработки на примере Туймазинского нефтяного месторождения / Н.Х.Габдрахманов, Т.С.Галиуллин, А.И.Кириллов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №10. – С.21-22.
15. Проблемы повышения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений Беларуси на завершающем этапе разработки / И.А.Стрешинский, В.В.Шкандратов, Е.И.Мартынова, Л.Г.Мельникова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №2. – С.33-37.
16. Рамазанов Р.Г., Земцов О.В. Эффективность применения химических методов увеличения нефтеотдачи пластов для стабилизации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №1. – С.34-36.
17. Муслимов Р.Х., Блинов А.Ф., Шавалиев А.М. Гидродинамические методы регулирования процесса разработки, применяемые на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтепромысловое дело. – 1993. – № 6-7. – С.50-57.
18. Муслимов Р.Х. Особенности разработки Ромашкинского месторождения на поздней стадии в рыночных условиях // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №8. – С.16-20.
19. Левинзон И. Газовая кладовая России // Экономика России: XXI век. – 2004. – № 14. – 7 с.

УДК 681.3:622.276

## МЕТОДИКА ФОРМУВАННЯ БАЗ ЗНАТЬ ЕКСПЕРТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ РОБОТИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

*В.М.Юрчишин, М.М.Яцишин, Випасняк Л.І.*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42127;  
e-mail: Yatsyshyn@gmail.com*

*История эксплуатации нефтяных месторождений показала, что неверно принятое технологическое решение может привести как к аварийным ситуациям при разработке месторождения так и к экономическим потерям. Это обусловило интерес к созданию систем, методологий поддержки принятия решений специалистами нефтегазовой промышленности на этапах проектирования и собственно эксплуатации месторождений. В данном исследовании предложена методика формирования экспертных систем для анализа работы нефтяных месторождений на основе принятых технологических решений Прикарпатского нефтегазового региона.*

**Вступ.** Розвиток видобутку нафти і газу має тривалу історію. Отримано значну кількість інформації внаслідок прийняття технологічних рішень і отриманих результатів від реалізації цих рішень. Результатом прийнятих технологічних рішень є перехід родовища з одного режиму експлуатації на інший. На основі аналізу інформаційних потоків встановлено, що важливо враховувати не тільки властивості, що описують нафтогазові об'єкти, але й зв'язки між ними.

**Основна частина.** Для опису моделі баз знань нафтогазового об'єкта використовують такі ознаки [1]: дименсив DIM, квантитатив QUN,

*History of exploitation oilfields showed that incorrectly accepted a technological decision can lead as to the situations of emergencies at working mine so to the economic losses. It stipulated interest to creation of the systems, methodologies of decision-making support the specialists of oil and gas industry on the stages of planning and actually exploitation of deposits. In this research the method form consulting models is offered for the analysis of work oilfields on the basis of the accepted technological decisions of Prikarpatyya oilfields.*

квантитатив QUL, локатив LOC, темпоратив TEMP, фабрикатив FABR.

На основі описаних ознак можна виділити відношення понять при опису нафтогазових об'єктів, які утворюють такі види семантичних зв'язків: генеративний Gen, дестинативний Des, директивний Dir, інструментальний Ins, каузальний Caus, комутативний Com, корелятивний Cor, негативний Neg, дімітативний Lim, медіативний Med, посесивний Pos, потенсивний Pot, результативний Res, репродуктивний Rep, ритуативний Sit, трансресивний Trg [1, 2].

Відзначимо, що кожен із семантичних зв'язків, що мають місце при опису нафтогазо-

вих об'єктів при застосування теорії категорій, означає якісний опис інформаційних потоків, тобто стрілок.

Введемо базові концепції, що дають змогу сформулювати властивості нафтогазових об'єктів і їх композиційні утворення. В першому наближенні розглядатимемо нафтогазову предметну область, як векторний простір  $V_x$ , з базисом  $X$ :

$$X = (\text{Dim}, \text{Qul}, \text{Loc}, \text{Temp}, \text{Fabr}, \text{Geñ}, \text{Deş}, \text{Dir}, \text{Inş}, \text{Cous}, \text{Com}, \text{Cor}, \text{Neg}, \text{Lim}, \text{Med}, \text{Poş}, \text{Pot}, \text{Res}, \text{Rep}, \text{Sit}, \text{Trğ})$$

Розглянемо методику застосування перелічених ознак і зв'язків для різних режимів роботи нафтових покладів Прикарпаття, які відрізняються складною геологічною будовою, багатопверховістю продуктивних горизонтів, винятковою неоднорідністю, поганими колекторськими властивостями, високими початковими пластовими тисками, відсутністю активних контурних вод і інших особливостей, що створюють певні труднощі при їхній розробці [3].

**Режим нафтових покладів.** Нафтові родовища мають різноманітні природні енергетичні запаси пластової енергії. Однак прояв її для кожного конкретного покладу залежить, головним чином, від особливостей її геологічної будови, зміни колекторських властивостей продуктивних горизонтів, умов роботи експлуатаційних і нагнітальних свердловин.

Дименсив DIM = енергетичні запаси пластової енергії нафтових родовищ, фабрикатив FABR = особливості геологічної будови, каузатив Sous = зміни колекторських властивостей продуктивних горизонтів, репродуктив Rep = умови роботи експлуатаційних і нагнітальних свердловин.

Схема зміни елементарних енергетичних режимів у процесі розробки нафтових покладів Прикарпаття на режимах виснаження.

Дименсив DIM = режим розробки родовища, квалитив QUL = пружний, розчинені гази, перехідний, гравітаційний.

Досвід розробки нафтових покладів Прикарпаття засвідчує, що режим їхньої роботи в часі можна розділити на декілька елементарних, що виразно впливають на технологічні показники свердловин у процесі їхньої експлуатації. Отже, якщо вважати джерелом інформаційних зв'язків досвід фахівців щодо розробки нафтових покладів, то директив Dir = режими роботи покладів в часі, темпоратив TEMP = елементарні режими роботи покладів в часі, результатив Res = технологічні показники свердловин.

Залежно від тривалості роботи й отриманих коефіцієнтів нафтовіддачі послідовність зміни природних елементарних режимів можна представити схемою квадратичної залежності.

Директив Dir = тривалість роботи, дименсив DIM = коефіцієнти нафтовіддачі, каузатив Sous = динаміка природних елементарних режимів, репродуктив Rep = схема інкрементальної залежності.

**Пружний режим.** Нафтові поклади Прикарпаття відносяться до замкнено-пружних систем. Основним джерелом QII енергії, що про-

суває нафту до вибоїв свердловин, є пружність самого шару і рідини, що в ньому міститься.

Локатив LOC = Нафтові поклади Прикарпаття, фабрикатив FABR = замкнено-пружні системи, джерело QII = енергії пластів, репродуктив Rep = просування нафти до вибоїв свердловин, квалитив QUL1 = пружність шару, квалитив QUL2 = пружність рідини.

Необхідною умовою роботи на пружному режимі є співвідношення  $p_{пл} > p_{нас}$ , при якому забезпечується однофазність фільтраційного потоку. Для розглянутих покладів пластів тиски перевищують тиск насичення на 60–100 кГ/см<sup>2</sup>. Ця різниця тисків і визначає пружний запас кожного конкретного покладу. Стискальність пластів нафти Долинського, Битківського і Бориславського родовищ змінюється в межах від  $\beta_n = 1,5 \cdot 10^{-4}$  до  $\beta_n = 2,1 \cdot 10^{-4}$  1/ат, стискальність породи  $\beta_c$  при тиску 300 кГ/см<sup>2</sup> і пористості 10–11% становить  $2 \cdot 10^{-5}$  1/(кГ/см<sup>2</sup>).

Дименсив DIM = Необхідна умова роботи на пружному режимі, комітатив Com = пластовий тиск / тиск насичення, квалитив QUL = однофазність фільтраційного потоку;

комітатив Com [пластовий тиск / тиск насичення] → пружний запас покладу;

квалитив QUL (стисненість нафти, стисненість породи, пористість породи, однофазність стану рідини, газовий фактор) → дебіт на пружинному режимі.

Однофазний стан рідини в шарі сприяє нормальній роботі свердловин. Газові фактори і їх дебіти в часі майже постійні, оскільки добір нафти і газу із шару компенсується пружним розширенням рідини, що насичує цей шар.

Дименсив DIM = газовий фактори, квалитив QUL = динаміка дебіту газового фактору, каузатив Sous = пружне розширення рідини, насиченість шару, репродуктив Rep = компенсація пластової енергії.

З наведених даних видно, що пружний режим по досягнутих коефіцієнтах нафтовіддачі 0,0044–0,045 загальному балансі пластової енергії займає незначне місце.

Проходження пружного режиму ← (масиви фактичних даних, коефіцієнт нафтовіддачі, баланс пластової енергії)

**Режим розчиненого газу.** Основним джерелом QII пластової енергії на даному режимі є енергія газу, що виділяється з нафти. Від кількості газу, розчиненого в нафті в пластових умовах, залежить у кінцевому рахунку і нафтовіддача шару.

(теморатив TEMP = режим розчиненого газу, потенсив Pot = джерело пластової енергії, посесив Pos = енергія газу, квантатив QUN = кількість розчиненого в нафті газу, квалитив QUL = пластові умови) → нафтовіддача продуктивного горизонту.

Теоретично нафтовий поклад повинен переходити на режим розчиненого газу за умови, що  $p_{пл} = p_{нас}$ . Практично вона не витримується. Режим розчиненого газу настає трохи раніше, незважаючи на те, що середньозважений пластовий тиск по розглянутій ділянці ще вищий за тиск насичення.

Локатив LOC = нафтовий поклад, темпоратив TEMP = режим розчиненого газу, комітатив

Com1 = співвідношення пластового тиску, комітатив Com2 = тиск насичення.

Гравітаційний поділ нафтової і газової фаз у міру падіння пластового тиску сприяє міграції газу, що виділяється з нафти, у підвищеній частині структури, збільшуючи згодом фазову проникність для газу. Це є основною причиною високих темпів росту газового фактора після порівняно невеликого добору нафти і падіння дебітів нафти в свердловинах, розташованих у купольній частині. При цьому більш інтенсивне зростання газових факторів свідчить про початок утворення вторинної газової шапки. Темпи росту її прямо залежать від інтенсивності добору нафти із шару і структурних форм покладу. Так, по менілітовому покладу Долинського родовища вторинна газова шапка почала утворюватися наприкінці 1958 р., коли через високий газовий фактор було закрито чотири свердловини, розташовані у купольній частині. З цього часу спостерігається безупинне її розширення. За станом на 1/І 1964 р. число свердловин, закритих і переведених на періодичну експлуатацію через високий газовий фактор, досягло вже більше 20, що складає 26% від загального фонду.

(комітатив COM = Гравітаційний поділ нафтової і газової фаз, квалитив QUL1 = динаміка пластового тиску, директив DIR = міграція газу виділеного з нафти, локатив LOC = купольна частина структури покладу, квалитив QUL2 = динаміка фазової проникності для газу, квалитив QUL3 = динаміка газового фактора, репродуктив REP = динаміка дебіту нафти) → результатив RES (вторинна газова шапка)

(дименсив DIM = Темпи росту газової шапки, директив DIR = інтенсивність добору нафти із продуктивного горизонту, фабрикатив FABR = структура покладу).

(локатив LOC = менілітовий поклад, Долинське родовище, дименсив DIM = вторинна газова шапка, темпоратив TEMP = 1958 р., каузатив COUS = високий газовий фактор, репродуктив REP = закриття свердловин у купольній частині → результатив RES (розширення вторинної газової шапки).

(темпоратив TEMP = 1.01.64 р., закриття і переведення на періодичну експлуатацію свердловин, квалитив QUL = високий газовий фактор, результатив RES = закриття експлуатаційних свердловин  $\geq 20$ , від загального фонду – 26%).

Судячи з кривих зміни сумарного видобутку, можна припустити, що вторинні шапки починають утворюватися приблизно після 5–7 років експлуатації. Площа вторинних газових шапок по виснажених покладах на 1/І 1970 р. досягла вже значних розмірів (30–550 га).

(джерело QII = криві зміни сумарного видобутку, потенсив POT = вторинні газові шапки, посесив POS = припущення про утворення газових шапок в період 5–7 року експлуатації, достовірність = потребує додаткових підтверджень)

(локатив LOC = площа вторинних газових шапок, локатив LOC = виснажені поклади, темпоратив TEMP = на 1.01.70, результатив RES = розмір шапки = (30-550 га) ).

З цього випливає, що процес утворення вторинних газових шапок в умовах крутозалегаючих шарів Прикарпатських нафтових розробки і режиму експлуатації (обмеження газових чи факторів без їхнього обмеження) природний і закономірний.

(процес = утворення вторинних газових шапок, фабрикатив FABR = крутозалегаючі шари, локатив LOC = Прикарпатські нафтові поклади, джерело = вибрана система розробки, репродуктив REP = індиферентність режиму експлуатації, лімітатив LIM = обмеження газових факторів, результатив RES = динаміка процесу закономірна)

На підставі теоретичних і експериментальних досліджень Чекалюк прийшов до висновку, що газ, мігруючи із знижених частин структури з великим пластовим тиском у купольну частину, сприяє мимовільному збільшенню пластового тиску в покладі. Газова шапка, що утворилася в процесі розробки, вторинна, істотно впливає на нафтовіддачу шару. Необхідно відзначити, що теорія Чекалюка підтвердилася в промислових умовах. Так, по мінілітному покладу Долинського родовища в результаті масового закриття купольних свердловин в 1960–1961 р., незважаючи на подальший добір нафти з контурних свердловин, середньозважений пластовий тиск у купольній частині не тільки стабілізувався, але й трохи збільшився.

(джерело QII = теоретичні і експериментальні дослідження, автор = Чекалюк, директив DIR = міграція газу із знижених частин структури покладу в купольну частину, репродуктив REP1 = збільшення пластового тиску, репродуктив REP2 = утворення вторинної газової шапки, потенсив POT = вплив на нафтовіддачу шару, лімітатив LIM = перевірка в промислових умовах = підтверджено, локатив LOC = менілітовий поклад, родовище = Долинське, директив DIR = масове закриття купольних свердловин, пріоритетний процес = добір нафти з контурних свердловин, темпоратив = 1960–1961рр., результатив RES = стабілізація пластового тиску в купольній частині = присутня, інкрементальна)

У результаті загального просування контурних вод площа нафтоносності за рахунок обводнювання в нафтовому покладі Урича зменшилася на 22 га, а по ямненському піщанику Бориславської глибинної складки – на 450 га.

(процес = загальне просування контурних вод, результатив RES = збільшення площі нафтоносності, каузатив COUS = обводнення нафтового покладу, репродуктив REP = Урич = декремент обводнення на 22 га, результатив RES\_Ямненському\_піщанику\_Бориславської\_глибинної\_складки = декремент обводнення на 450 га.

Активність контурних вод впливає і на режим еоценового покладу Бориславського піднасуву. Про це свідчать прогресуючі обводнювання св. 1687, 1602 та ін.

Незважаючи на значні терміни розробки, тут дотепер відсутні ознаки утворення вторинної газової шапки.

(активність контурних вод) → вплив на режим еоценового покладу Бориславського піднасуву.

конфірматив: прогресуюче обводнення свердловин 1687, 1602.

контрФакти: відсутність ознак утворення вторинної газової шапки при довготривалій експлуатації.

Таким чином, із наведених даних видно, що на розробку еоценових і палеоценових покладів впливає певна активність контурних вод за рахунок їхнього пружного розширення.

(джерело QII = фактичний матеріал, процес = розробку еоценових і палеоценових покладів, репродуктив REP = вплив визначеної активності контурних вод за рахунок їх пружного розширення).

Активність контурних вод у менілітових покладах поки не встановлена. Однак погіршення колекторських властивостей в бік контура дає підставу припустити, що вона тут незначна і практично не впливає на режим покладу. Тому такі поклади виснажуються швидше і характеризуються порівняно меншим коефіцієнтом нафтовіддачі. Тривалість їх роботи на режимі розчиненого газу є різною — 6-25 років. Терміни розробки на даному режимі переважно залежать від її розмірів, темпів відбору нафти і газу системи розробки. Високі коефіцієнти нафтовіддачі в режимі розчиненого газу свідчать, що головним джерело QIIм пластової енергії Передкарпатських нафтових покладів є енергія розчиненого газу.

(джерело QII = фактичний матеріал, процес = розробка менілітових покладів, посесив POS = невстановлена активність контурних вод у менілітових покладах)

процес: погіршення колекторських властивостей в бік контура

гіпотеза: вплив властивостей на режим покладу незначний

квалитиви QUL: (розмір покладу, темпи відбору нафти і газу, система розробки) → (Терміни розробки в даному режимі)

квалитив QUL(Високі коефіцієнти нафтовіддачі), темпоратив TEMP = режим розчиненого газу) → результатив RES = головне джерело QII пластової енергії Передкарпатських нафтових покладів = енергія розчиненого газу.

**Перехідний режим (режим розчиненого газу гравітаційний).** В міру падіння пластового тиску в крутоспадаючих покладах сильніше починають виявлятися сили гравітації, що сприяють остаточному перерозподілу рідкої і газової фаз у шарі. При розробці покладу в даному режимі газові фактори свердловин, досягши максимального значення, починають зменшуватися. Відзначається подальше падіння дебітів нафти, але в міру переваги сил гравітації темпи їх стабілізуються. Газ, що інтенсивно виділяється в початковий період даного режиму, уже не робить тої корисної роботи з витиснення нафти, що він робив при режимі розчиненого газу. Так, по Бориславській глибинній складці за період роботи покладів на перехідному режимі добуто 57% від усієї кількості відібраного газу. Кількість добутої нафти за цей час складає всього лише 30%. Таким чином,

терміни переходу роботи покладу з режиму розчиненого газу на гравітаційний залежать від колекторських властивостей шару і кута нахилу продуктивних горизонтів. У зонах зниженої проникності внаслідок більш повільних темпів падіння пластового тиску перехід здійснюється за більш тривалі терміни. Коефіцієнти нафтовіддачі за цей період становлять від 0,028 (Східницький поклад нафти) до 0,191 (продуктивний горизонт I Бориславської глибинної складки). Таким чином, у загальному балансі пластової енергії перехідний режим ще значно впливає на розробку нафтових покладів.

(квалитив QUL = динаміка пластового тиску, крутоспадаючі поклади, сили гравітації, комітатив SOM = динаміка перерозподілу рідкої і газової фаз у шарі)

(дименсив DIM = розробка покладу, темпоратив TEMP = перехідний режим, квалитив QUL = динаміка газових факторів, лімітатив LIM = граничні значення газових факторів)

(дименсив DIM = дебіт нафти, квалитив QUL = сили гравітації, репродуктив REP = стабілізація дебіту)

(каузатив COUS = динаміка виділення газу з нафти, репродуктив REP = витиснення нафти)  
(локатив LOC = Бориславська глибинна складка, темпоратив TEMP = перехідний режим, результатив RES = об'єм добутого газу = 57%, об'єм добутої нафти = 30%)

квалитиви QUL(колекторські властивості шару, кут нахилу продуктивних горизонтів) → (темпоратив TEMP1 = термін переходу, темпоратив = режим розчиненого газу, темпоратив TEMP2 = гравітаційний режим)

(квалитив QUL = знижена проникність, квалитив QUL = динаміка зміни пластового тиску) → (репродуктив REP = інкремент терміну переходу)

(дименсив DIM = баланс пластової енергії, темпоратив = перехідний режим) → (потенсив POT = вплив на розробку)

**Гравітаційний режим.** Останнім при розробці нафтових покладів на режимах виснаження є гравітаційний режим. Поточний стан виснажених покладів при гравітаційному режимі можна простежити на поперечному профільному розрізі, складеному за даними статичних рівнів. Тут показаний поточний перерозподіл газу, нафти і води в продуктивному горизонті I попельської підсвіти Бориславської глибинної складки. У купольній частині шару розташовані тільки газові свердловини, тобто в цій частині рухливої нафти немає.

В міру віддалення від зводу до контура з'являється в підшві рухлива нафта. Статичні рівні нафти в напрямку до контура підвищуються, однак вони нижчі від покрівлі шару і тільки в приконтурній частині піднімаються вище.

Такий перерозподіл з вільним дзеркалом нафти в шарі характеризує безнапірний гравітаційний режим. У результаті вертикального перерозподілу по питомій вазі вся рухлива нафта виділилася тут з газонафтової суміші протягом багатьох літ після виснаження енергії розчиненого газу. При сучасному розподілі газу, нафти і води в шарі геометрія гравітаційних

потоків залежить від рельєфу підшви і проникності колектора. Так, на місцевих підняттях підшви шару вище статичного рівня нафти в ньому свердловини можуть виявитися сухими і, навпаки, на місцевих зниженнях — високодебітними для гравітаційного режиму.

(темпоратив = завершальний режим покладу, генератив GEN = гравітаційний режим розробки = виснаження, репродуктив REP = дані статичних рівнів)

(локатив LOC = І Попельська підсвіта Бориславської глибинної складки, горизонт = продуктивний, купольна частина покладу, процес = поточний перерозподіл газу, нафти і води, рух нафти = відсутній, інструментатив = свердловини газів)

(директив DIR = віддалення свердловин від купола до контура, локатив LOC = підшва покладу, результатив RES = рух нафти присутній)

(директив DIR = статичні рівні нафти, потенсив POT = до контуру, динаміка = інкремент, локатив LOC = при контурна частина покладу)

(перерозподіл з вільним дзеркалом нафти в шарі) → (режим = безнапірний гравітаційний)

(локатив LOC = вертикальний перерозподіл по питомій вазі, процес = виділення рухливої нафти, темпоратив TEMP = кілька років після виснаження енергії розчиненого газу)

(трансгресив Trg = розподіл газу нафти і води в шарі, Локатив LOC = підшва, Каузатив COUS = рельєфу підшви, Директив DIR = геометрія гравітаційних потоків, квалитатив = проникності колектора, темпоратив TEMP = поточний етап розробки)

(локатив LOC = місцеві підняття підшви шару, фабрикатив FABR = статичного рівня нафти, квалитатив, медіатив MED = свердловини можуть виявитися сухими, темпоратив TEMP = гравітаційний режим)

(локатив LOC = місцеві зниження підшви шару, фабрикатив FABR = статичного рівня нафти, результатив RES = високодебітні свердловини, темпоратив TEMP = гравітаційний режим)

У результаті гравітаційного перерозподілу рідини і газу, що відбувся за час 60-літньої експлуатації, у виснажених покладах виділяються три характерні зони.

(корелятив COR = гравітаційний перерозподіл рідини і газу, темпоратив TEMP = 60 років експлуатації, фабрикатив FABR = виснажені поклади, квалитатив = газова зона, газонафтова зона, зона стопроцентного обводнення)

1. Газова зона (вторинна газова шапка), утворена в результаті виснаження покладу, охоплює всю купольну частину. Площа її коливається від 29,6 га (ямненський поклад) до 552 га (менілітовий поклад) Бориславської глибинної складки. Свердловини, що експлуатують цю зону, дають тільки газ.

2. Газонафтова зона, розташована навколо газової в зниженій частині шару, займає значну площу покладу. Зі свердловин, що експлуатують цю зону, одержують нафту й залишки газу, що виділяється. Дебіти збільшуються від зводу до контура.

3. Зона 100%-го обводнювання займає площу нижче поточного положення ВНК.

(результатив RES = вторинна газова шапка, потенсив = виснаження покладу, локатив LOC = купольна частина)

(локатив LOC = ямненський поклад Бориславської глибинної складки, площа = 29,6 га, трансгресив = свердловини дають тільки газ)

(локатив LOC = менілітовий поклад Бориславської глибинної складки, площа = 552 га, трансгресив = свердловини дають тільки газ)

(лімітатив LIM = газонафтова зона, локатив LOC = знижена частина шару, квалитив QUL = значна площа покладу, трансгресив = одержання нафти та газу, комітатив COM = дебіти збільшуються від зводу до контура)

(дименсив DIM = поточне положення ВНК, медіатив MED = зона 100%-го обводнювання)

Практика розробки Прикарпатських нафтових покладів засвідчила, що нафта, що залишилася в шарі після тривалого гравітаційного дренажування, міцно утримується капілярно-молекулярними силами і є «мертвою» при таких методах впливу на шар, як заводнення і газоповітряна репресія. Коефіцієнти нафтовіддачі даного режиму виявилися низькими, тому що вони визначалися лише при заключній стадії розробки, тобто після граничного виснаження нафтових покладів.

(локатив LOC = нафтові поклади Прикарпаття, метод MTD = гравітаційне дренажування, лімітатив LIM = капілярно-молекулярні сили, результатив RES = мертва нафта, медіатив MED = заводнення і газоповітряна репресія, негатив NEG = відсутність впливу)

(квалитив QUL = коефіцієнт нафтовіддачі, темпоратив TEMP = гравітаційний режим, каузатив COUS = визначення коефіцієнту нафтовіддачі на заключній стадії розробки, результатив Res = граничне виснаження нафтового покладу)

**Висновки** У даному дослідженні було проаналізовано технологічні рішення прийняті при експлуатації нафтових родовищ розміщених на Прикарпатті. На основі ознак і відношень, які були виділені і означені у попередніх дослідженнях описано проаналізовані технологічні рішення і створено передумови для підтвердження чи спростування їх правильності на основі теорії категорій.

## Література

1. Юрчишин В.М., Шекета В.І. Класифікація ознак та зв'язків при формуванні баз знань нафтогазовидобувного об'єкта // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 3. – С. 53-54.
2. Приобретение и формирование знаний / А.Н.Аверкин, А.Ф.Блишун, Т.А.Гаврилова, Г.С.Осипов // Искусственный интеллект. – М.: Радио и связь, 1990. – С. 65-76.
3. Опыт разработки гидрогеологически закрытых месторождений / А.П.Каннога, Н.Р.Ковальчук, И.Н.Петраш и др. – М.: Недра, 1971. – 176 с.