

ОСОБЛИВОСТІ ВИЛУЧЕННЯ ЗАПАСІВ ВОДОПЛАВАЮЧИХ НАФТОВИХ ПОКЛАДІВ

І.П.Клочко, М.М.Багнюк, І.В.Лех

ЛВ УкрДГРІ, 79000, м. Львів, пл. Міцкевича, 8, тел. (0322) 712268

e-mail: lv-ukrdgri@polynet.lviv.ua

Особенности выработки запасов нефти из водо-плавающих залежей рассматриваются на примере разработки нефтяных залежей пластов К-2 и К-1 Гнединцевского нефтяного месторождения, коллекторские свойства которых идентичны. В целях борьбы с обводнением скважин пласта К-2 подошвенной водой сделана попытка создания искусственных экранов на пути её движения к интервалам перфорации путём недовскрытия подошвенной части нефтенасыщенных разрезов. Пласт К-1 вскрывался на всю нефтенасыщенную толщину.

Недовскрытие нижней части нефтенасыщенных разрезов пласта К-2 привело к созданию на площади неохваченных выработкой нефтенасыщенных участков. Вследствие этого коэффициент извлечения нефти пласта К-2 снижен на 0,13. Величина снижения оценивается из сравнения зависимостей обводненности добываемой нефти и накопленного водонефтяного фактора от коэффициента извлечения пластов К-2 и К-1.

Нафтові поклади, які характеризуються природними водонапірними режимами і на значних площах підстилаються пластовими водами, утворюють водоплаваючі зони. Розміри таких зон залежать від товщини нафтовміщуючих пластів та кутів падіння. Порівняно незначні за розмірами нафтові поклади, що приурочені до продуктивних пластів із відносно великою товщиною також можуть бути повністю водоплаваючими. До водоплаваючих можуть бути віднесені поклади значні за обсягом запасів нафти. Наприклад, до водоплаваючого газонафтового покладу пласта А_{4.5} Самотлорського родовища (Західний Сибір) приурочено майже один мільярд тонн нафти.

Водоплаваючі поклади нафти промислового значення відкриті і розробляються в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини на Гнідинцівському, Леляківському, Монастирищенському, Прилуцькому та інших родовищах. Набутий досвід розробки таких родовищ показав, що вироблення запасів нафти із широких водоплаваючих зон не може бути забезпечене видобувними свердловинами, які розташовані тільки в межах внутрішнього контура нафтоносності. Тому для забезпечення повного вироблення запасів нафти із водоплаваючих зон необхідно розташовувати видобувні свердловини ближче до контура нафтоносності.

Розробка водоплаваючих покладів характеризується значною складністю вилучення з них запасів нафти. Це зумовлено перш за все тим, що практично від самого початку розробки водоплаваючих покладів видобуток нафти постійно супроводжувався відбором значної

The peculiarities of oil reserves recovery from water floating pools are examined on the example of Hnidyntsi oil field beds K-2 and K-1 oil pools development, whose reservoir properties are identical. With the object of water encroachment prevention of the bed K-2 wells by the bottom water it was made an attempt to create man-made screens on the way of its movement to the perforations intervals by means of underexposing oil-saturated sections bottom part. The bed K-1 was being uncovered on the whole oil-saturated thickness.

Underexposing of the bed K-2 oil-saturated sections lower part led to the creation on the area of not-included in the development oil-saturated parts. In consequence of this oil recovery factor of the bed K-2 is reduced on 0.13. The value of reduction is evaluated from comparison of interrelationships of recovered oil encroachment and accumulated water-oil ratio versus recovery factor of beds K-2 and K-1.

кількості води, що пояснюється характером залягання нафти і води у пласті, співвідношенням величин їхніх в'язкостей та відносно низькою анізотропією колекторів.

Так, пластова вода, що підстилає нафтові поклади, переважно має меншу в'язкість і більшу рухомість, ніж пластова нафта. Внаслідок утворення у привибійних зонах видобувних свердловин депресійних воронок та в умовах низької анізотропії пластів проходить інтенсивний приплив пластової (підшовної) води в інтервали перфорації.

На початковій стадії розробки родовищ, коли зазвичай відсутні необхідні промислові комунікації для підготовки обводненої нафти, розробка водоплаваючих зон здійснюється не-ефективно і гальмується шляхом обмеження дебітів високообводнених свердловин. Це не дає змоги ефективно регулювати стягування контурів нафтоносності в покладах у процесі їхньої розробки.

Крім цього, з метою боротьби з обводненням продукції свердловин підшовною водою робляться спроби створити штучні екрани в напрямі руху води до інтервалу перфорації шляхом розкриття нафтонасичених розрізів на певній відстані від ВНК. Як наслідок такого заходу штучно зменшується вироблення продуктивних пластів, що призводить до зниження повноти вилучення нафти із водоплаваючих зон.

Проте, у випадках відсутності надійних водоупорів (прошарків непроникних порід) в нафтонасичених частинах розрізів, що не розкриваються перфорацією і є витриманими в межах площ депресійних воронок, здійснення

Таблиця 1 — Геолого-промислова характеристика пласта К-2 Гнідинцівського нафтового родовища

Параметри	Одиниці виміру	Граничні значення показників	Середнє значення
1. Колектор		пісковик, алевроліт	
2. Товщина пласта	м	16,5 – 38,0	23,3
3. Початкова нафтонасичена товщина пласта	м	5,0 – 18,0	10,5
4. Абсолютні позначки початкового ВНК	м	-1618,5 – -1621,5	-1620,4
5. Пористість колектора:			
– за керном	%		20,3
– за даними ГДС	%		24,0
6. Проникність колектора:			
– за керном в напрямі, паралельному до нашарування	10^{-3} мкм ²	189 – 1370	617
– за керном в напрямі перпендикулярно до нашарування	10^{-3} мкм ²	21 – 203	64
– за кривими відновлення тиску у свердловинах	10^{-3} мкм ²	1020 – 1600	1335
7. Коефіцієнт анізотропії пласта			3,13
8. Густина у пластових умовах:			
– нафти	кг/м ³		767
– води	кг/м ³		1100
9. В'язкість:			
– нафти	мПа·с		0,75
– води	мПа·с		0,65

цих заходів не дає позитивних результатів у боротьбі з обводненням свердловин підшовною водою.

Особливості вироблення запасів нафти із водоплаваючих покладів розглядаються нижче на прикладі розробки нафтового покладу пласта К-2 Гнідинцівського нафтового родовища. Пласт К-2 відносно однорідний за геологічною будовою і представлений переважно пісковиками та алевролітами. Щільні глинисті прошарки товщиною 1,0-2,0 м зустрічаються здебільшого у верхній частині розрізу і мають підпорядковане значення. Коефіцієнти піскуватості пласта дорівнюють 0,912, а розчленування 2,7. Прошарки алевролітів колекторськими властивостями значно поступаються пісковикам.

Продуктивна товща покладу К-2 характеризується високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Пористість колекторів за керном дорівнює 20,3%, а за геофізичними дослідженнями 24%. Проникність за керновим матеріалом змінюється в межах $(189-1370) \cdot 10^{-3}$ мкм² (середнє значення $617 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Середній коефіцієнт анізотропії дорівнює 3,13. За результатами гідродинамічних досліджень свердловин проникність змінюється в межах $(1020-1600) \times 10^{-3}$ мкм² (середнє значення $1335 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Загальна товщина пласта К-2 коливається від 16,5 до 38,0 м і в середньому дорівнює 23,3 м. До речі, пониженою пористістю характеризується покрівельна частина пласта товщиною 2,0-9,0 м. Початкова нафтонасичена товщина коливається від 5,0 до 18,0 м (середня 10,5 м).

Нафтовий поклад пласта К-2 тектонічно пов'язаний із пологим Гнідинцівським підняттям. За типом покладів він відноситься до пластового склепінного, розмірами 1,8×2,1 км. На усій площі поклад від самого початку підстилався пластовою водою, тобто був повністю водоплаваючим. Висота покладу становила 18,0 м. Абсолютні позначки початкового ВНК у покладі змінювались від -1618,5 до -1621,5 м, становлячи в середньому -1620,4 м. Основні параметри пласта К-2 наведені в таблиці 1.

Нафта пласта К-2 легка, малов'язка. Густина її у пластових умовах рівна 767 кг/м³, в'язкість – 0,75 мПа·с. Густина пластової води в цих умовах дорівнює 1100 кг/м³, в'язкість становить 0,65 мПа·с.

Протягом розробки нафтового покладу пласта К-2 працювало 20 видобувних свердловин, пробурених в 1960-1966 рр. і нерівномірно розташованих в межах площі нафтоносності. Щільність сітки свердловин при цьому становила 14 га/свердловину.

Для вилучення запасів із покладу нафтонасичені розрізи пласта К-2 у свердловинах розкривалися перфорацією не на всю товщину, а на певній відстані від ВНК. Середня товщина пласта К-2, яка розкрита перфорацією на початковій стадії розробки у видобувних свердловинах, становила 7,1 м або 67,6 % від початкової середньої нафтонасиченої товщини. Середня відстань від ВНК до нижніх отворів перфорації для видобувних свердловин дорівнювала 3,6 м.

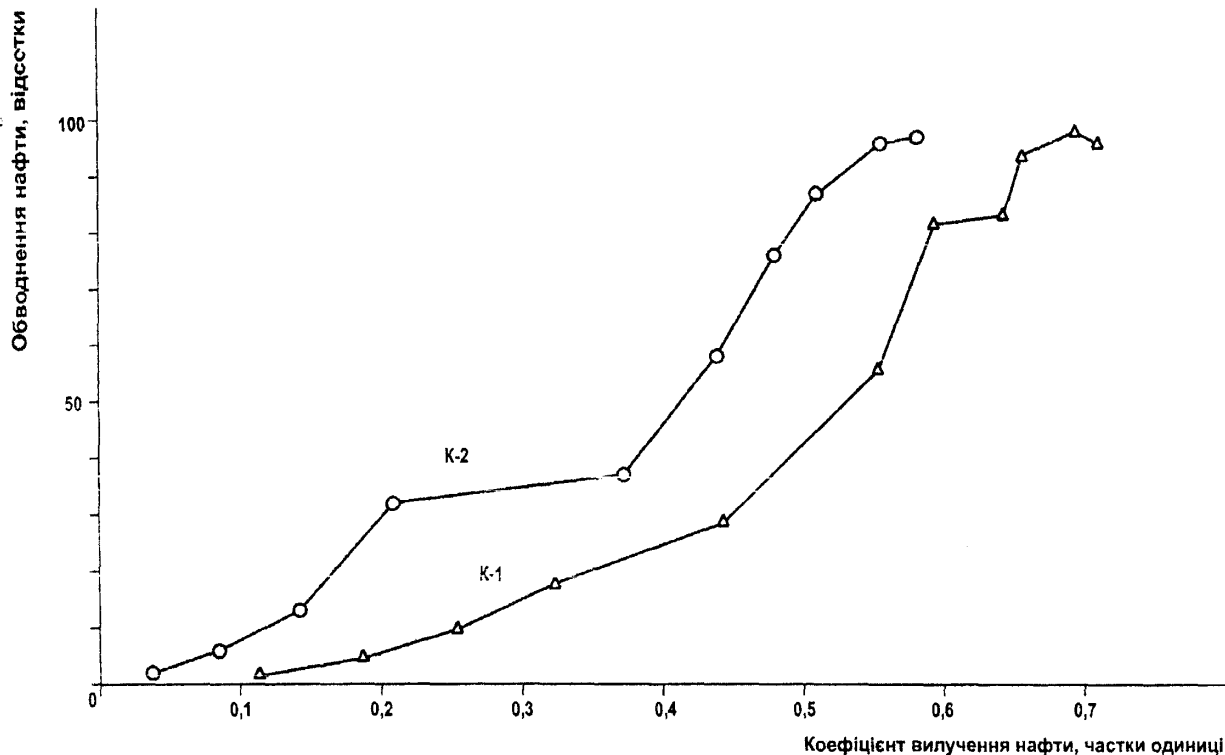


Рисунок 1 — Динаміка обводнення видобутої нафти залежно від коефіцієнта нафтовилучення для пластів К-1 і К-2 Гнідинцівського нафтового родовища

Нафтовий поклад пласта К-2 Гнідинцівського родовища після вилучення з нього лише 4% загальних запасів нафти почав розроблятися з відбиранням одночасно із нафтою води, вміст якої зростає порівняно високими темпами (рис. 1). Поклад пласта К-2 знаходиться на завершальній стадії розробки. Поточний відбір нафти з нього в перерахунку на рік становить тільки 0,26 % від початкових загальних запасів. Основний видобувний фонд свердловин через повне обводнення виведений із експлуатації.

На даний час у діючому фонді перебуває тільки три свердловини, які пробурені на завершальній стадії розробки покладу і розташовані на певній відстані від тих, що обводнилися. Буріння додаткових свердловин показало, що не вся площа нафтового покладу була рівномірно охоплена розробкою. Тому конкретно зупинимося на характеристиках трьох нових свердловин, пробурених на пізній стадії, і на повноті вироблення запасів нафти покладу пласта К-2.

Так, після виведення із експлуатації в 1972 році обводненої на 99% видобувної свердловини 11, а в 1984 р. обводненої на 99,5% свердловини 75 між ними на відстані 50 м від першої і 270 від другої пробурена свердловина 182, яка розкрила пласт К-2 з нафтонасиченою товщиною 3,0 м, а поточний ВНК на абсолютній позначці –1616,9 м, що нижче від абсолютних позначок покрівлі цього пласта в обводнених свердловинах 11 і 75 відповідно на 9,2 та 3,7 м. При освоєнні свердловини 182 із пласта К-2 отримано промисловий приплив нафти.

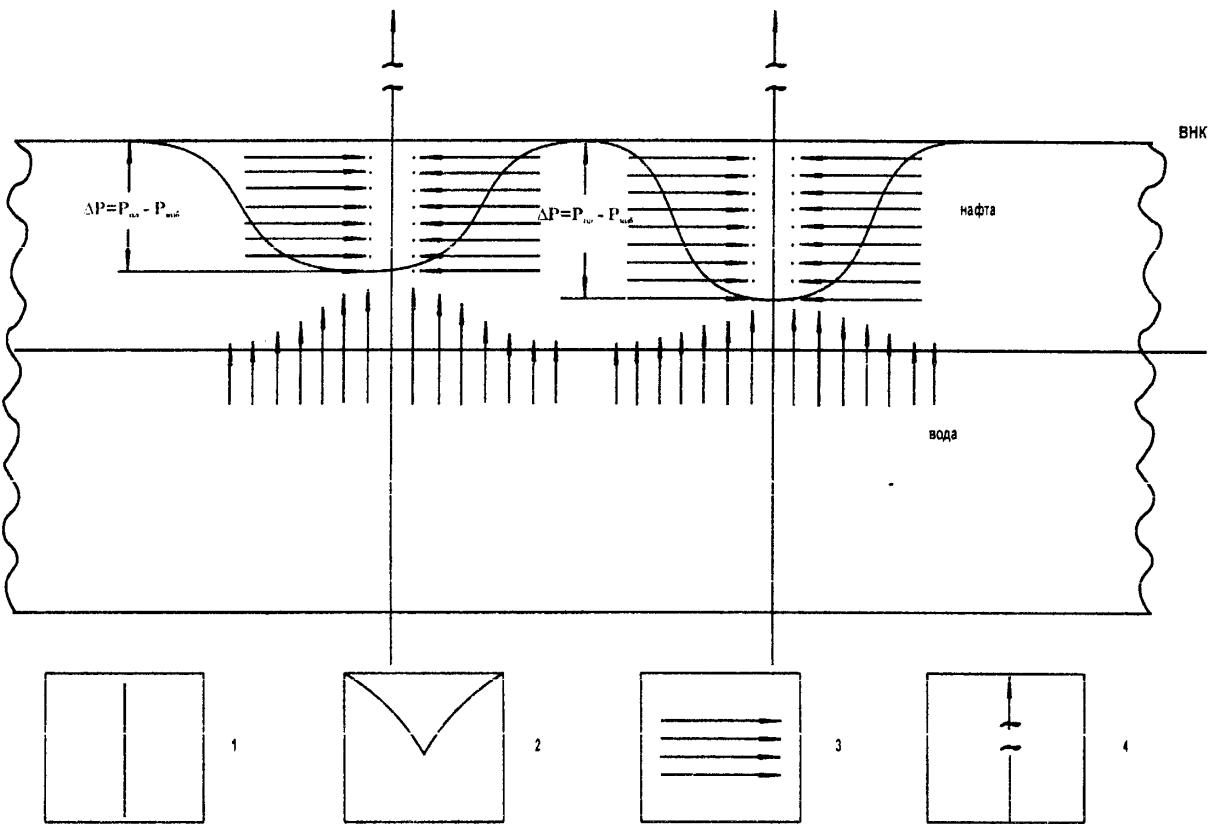
Після виведення із експлуатації з причин обводнення в 1973 р. свердловини 72, а в 1974 р.

свердловини 137 між ними в 1996 р. на відстані 200 м від першої та 300 м від другої пробурена свердловина 188, яка розкрила нафтонасичену товщину пласта К-2 розміром 2,5 м. Абсолютна позначка ВНК, який розкрила свердловина 188, становила –1617,6 м, в той час як абсолютні позначки покрівлі цього пласта у свердловинах 72 та 137 відповідно вищі на 9,7 і 6,2 м. Під час освоєння свердловини 188 із пласта К-2 також отримано промисловий приплив нафти.

Пробурена в 1995 р. на відстані 350 м південно-східніше в бік контура нафтоносності від виведеної із експлуатації обводненої свердловини 131, видобувна свердловина 189 розкрила пласт К-2 з нафтонасиченою товщиною понад 2,0 м (пласт К-2 розкритий не на всю товщину). Під час освоєння свердловини 189 із пласта К-2 отримано промисловий приплив нафти.

Результати буріння згаданих вище свердловин 182, 188 та 189 виявили складний характер вироблення запасів нафти із водоплаваючого покладу пласта К-2 Гнідинцівського родовища. Під час розробки його відносно щільною сіткою свердловин невиробленими виявились ділянки пласта, які розташовані між виведеними із експлуатації обводненими видобувними свердловинами.

На основі цих даних можна уявити складний механізм вироблення запасів із покладу пласта К-2. Вважаємо, що найефективніше вироблялися запаси нафти у свердловинах продуктивного пласта К-2, охоплених перфорацією, шляхом радіального припливу нафти по нашаруванню колекторів за рахунок переміщення контура нафтоносності (рис. 2).



1 – інтервал перфорації пласта; 2 – депресійна воронка на вибої свердловини; 3 – напрям потоку нафти (рідини); 4 – видобувна свердловина

Рисунок 2 — Механізм вироблення запасів нафти з водоплаваючих зон в умовах неповного розкриття нафтонасичених розрізів перфорацією:

Поруч із цим, в міру відбирання нафти із свердловин та утворенням внаслідок цього депресійних воронок на їхніх вибоях, до роботи підключалася і неохоплена перфорацією підшовна частина пласта шляхом вертикального припливу спочатку нафти, а відтак і пластової води в охоплену перфорацією частину нафтонасиченого розрізу.

Вироблення запасів нафти із цієї частини продуктивного пласта К-2 проходило менш інтенсивно через анізотропію колекторів. Крім цього, в міру припливу в цю частину продуктивного розрізу менш в'язкої пластової води фазова проникність для нафти постійно зменшувалася і, як результат, – знижувалася активність вироблення запасів нафти внаслідок вертикального припливу рідини до вибоїв свердловин.

З віддаленням від вибою свердловин в бік виположування депресійних воронок інтенсивність вироблення запасів нафти з неперфорованої частини продуктивного розрізу постійно знижувалася. Через це на певній відстані від видобувних свердловин утворювалися невикористані нафтові зони, що підтверджується результатами буріння свердловин 182, 188, 189.

Таким чином, головною причиною наявності невикористаних ділянок в межах покладу пласта К-2, розташованих між обводненими видобувними свердловинами, виявилось недороз-

криття в них нижньої частини нафтонасичених розрізів пласта перфорацією.

Внаслідок залишених на площі покладу неохоплених виробленням запасів окремих нафтонасичених ділянок в підсумку був занижений коефіцієнт вилучення нафти пласта К-2. Величину заниження коефіцієнта нафтовилучення з певним ступенем умовності можна оцінити, порівнюючи залежність поточного обводнення видобутої нафти (рис. 1) і накопиченого водонафтового фактора (рис. 3) від коефіцієнта вилучення нафти з даного пласта з аналогічними залежностями пласта К-1 цього родовища, який характеризується аналогічними колекторськими властивостями, має обширну чисто нафтову зону і розкритий перфорацією у свердловинах на всю нафтонасичену товщину.

Із залежностей динаміки обводнення видобутої нафти від коефіцієнта вилучення (рис. 1) впливає, що для пласта К-2 при максимальному обводненні продукції 97% коефіцієнт вилучення нафти досяг величини 0,58, в той час як для пласта К-1 при аналогічному обводненні він становив 0,71. Отже, для пласта К-2 через утворення неохоплених виробленням ділянок нафти коефіцієнт вилучення нафти порівняно з пластом К-1 занижений на 0,13.

Із графічних залежностей динаміки накопичених водонафтових факторів від коефіцієнта

вилучення нафти (рис. 3) видно, що для пласта К-2 максимальний накопичений водонафтовий

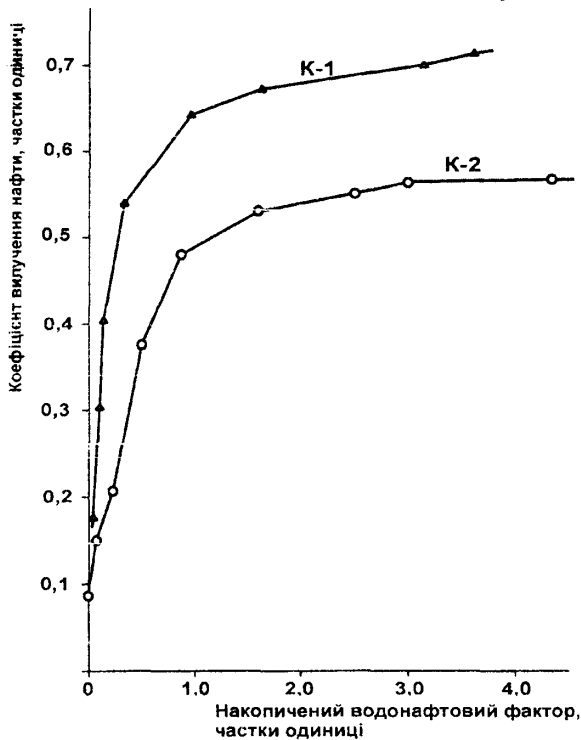


Рисунок 3 — Динаміка зміни накопиченого водонафтового фактора залежно від коефіцієнта вилучення нафти для пластів К-1 і К-2 Гнідинцівського нафтового родовища

фактор 4,3 був досягнутий при коефіцієнті вилучення нафти 0,58, тоді як для пласта К-1 максимальний накопичений водонафтовий фактор 3,51 досягнуто при коефіцієнті вилучення нафти 0,71. Отже, згідно з другою залежністю для пласта К-2 через неповне охоплення нафтового покладу виробленням на площі коефіцієнт вилучення нафти порівняно з пластом К-1 нижчий на 0,13.

У нафтовому покладі пласта К-2 Гнідинцівського родовища завдяки застосуванню для його розробки достатньо щільної сітки свердловин величина решти неохоплених виробленням запасів виявилася порівняно невеликою. В разі застосування для розробки водоплаваючих покладів менш щільних сіток видобувних свердловин та допущення при цьому значного недорозкриття повної товщини нафтонасичених розрізів пластів перфорацією частка неохоплених виробленням запасів може стати суттєвішою.

Висновки

1. Введення в розробку водоплаваючих покладів необхідно здійснювати після облаштування родовищ відповідними комунікаціями для підготовки обводненої нафти.

2. Для забезпечення повнішого охоплення запасів нафти із водоплаваючих покладів виробленням необхідно використовувати максимально щільні сітки в межах економічної рентабельності буріння видобувних свердловин і розкриття в них нафтонасичених розрізів пластів на максимальну товщину.

УДК 622.276.344 (477.415)

СТЕНД ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ОЧИЩЕННЯ ПІДТОВАРНОЇ ВОДИ В ТОНКОШАРОВИХ ВІДСТІЙНИКАХ

¹М.В.Івасишин, ²В.І.Красько, ³О.В.Васьків

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 994112
e-mail: public@ifdtung.if.ua

²ВАТ "Укрнафта", 01001, м. Київ, Нестерівський провулок, 3/5, тел. (044) 2125918
e-mail: postinfo@ukrnafta.ukrtel.ua

³НГВУ "Бориславнафтагаз" ВАТ "Укрнафта", 82300, м. Борислав Львівської обл., Карпатська Брама, 26, тел. (03248) 52840, e-mail: Gas@Bndu.Bimcom.lviv.ua

Приведены описание и работа стенда для исследования процесса очистки подтоварной воды в тонкослойных отстойниках. Применение стенда обеспечит условия для создания оптимальных конструкций тонкослойных отстойников

Підтоварні води є складними термодинамічно нестійкими системами і відрізняються різноманітністю фізико-механічних властивостей і складу залежно від джерела їх утворення. Вони містять в своєму складі іони розчинних солей, колоїди, газоподібні речовини, нафтенні кислоти і їх солі, грубодисперсні домішки у

In article presented description and of test rig for investigation work process purification riking water, in finely filter bed sumps. Test rig will provision conditions for designing optimality constructions of finely filter bed sumps

вигляді піску, глини, а також нафтопродукти. Кількість і склад нафтопродуктів у підтоварній воді залежить від технології підготовки нафти, ступеня мінералізації води і типу застосованого деемульгатора [1].

Підготовка підтоварної води для використання її в системі підтримування пластового