УДК 622.279.5

# ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯ РЕАГЕНТУ ТВІН 80 ДЛЯ ЗАПОБІГАННЯ І ЗМЕНШЕННЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ У НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

***В.Д.Середюк***

*ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195, e-mail: public@nung.edu.ua*

*Проанализирован механизм отложения парафина в нефтяных скважинах и методы предотвращения образования асфальтено-смолопарафиновых отложений и удаления образованных отложений из поверхности нефтяного оборудования и призабойной зоны пласта. Приведены результаты лабораторных исследований по изучению возможности использования поверхностно активного вещества Твин 80 как ингибитора парафиноотложения. В качестве основных показателей эффективности действия реагента Твин 80 взяты изменения плотности и кинематического коэффициента вязкости пробы исследуемой нефти и этой же нефти с добавлением к ней реагента в интервале температур 20-40°С, а также процент отмывания парафиновых отложений на продолжении установленных интервалов времени. Установлено, что Твин 80 является достаточно эффективным реагентом для предотвращения отложений парафина. Из результатов лабораторных исследований видно, что плотность и вязкость исследуемых нефтей после добавления к ним Твин 80 снизились, а отмывание парафиновых отложений уайт-спиритом проходит быстрее в случае добавления к уайт-спириту Твин 80. Рассмотрен механизм воздействия Твин 80 для предотвращения отложения парафина и приведена методика лабораторных исследований по определению процента отмывания парафиновых отложений.*

*The mechanism of paraffin deposition in oil-wells and the methods for preventing of formation of asphalt, paraffin and resin deposits and removal of existing deposits from the surface of oil-producing equipment and bottom hole zone of the layer have been analysed. The results of laboratory researches on the study of possibility of the use of the surfactant Tween 80 as inhibitor of paraffin deposition have been resulted.*

*As the basic parameters of efficiency of reagent Tween 80 a change of density and kinematic coefficient of viscosity of the sample of the tested oil and the same oil with the reagent in the interval of temperatures of 20 – 40 °C, and percent of washing of paraffin deposits during the set intervals of time have been taken. It is discovered that Tween 80 is the reagent of enough efficiency in relation to prevention of paraffin deposits. From the results of laboratory researches it is clear that density and kinematic viscosity of the tested oils after adding to them Tween 80 decreased and washing of paraffin deposits by white-spirit passes quicker if we use white-spirit with the adding of Tween 80 to it. The mechanism of action of Tween 80 in relation to prevention of paraffin deposits has been scrutinized and the method of laboratory researches on determination of per cent of washing of paraffin deposits has been given.*

Нафти із вмістом парафіну від 1,51 до 6 % згідно з існуючою класифікацією вважаються парафінистими, а нафти із вмістом парафіну понад 6% – високопарафінистими. Значна частина нафт, які видобуваються з родовищ України, відноситься до парафінистих і високопарафінистих. Окрім парафінів до складу нафти також входять смоли і асфальтени, що являють собою невуглеводневі компоненти нафти. Їх вміст в нафті може змінюватися від 2–5 до 20% і більше (у важких смолистих нафтах).

Тверді парафіни відкладаються в нафтових свердловинах вздовж усього шляху руху нафти у разі зменшенні температури і тиску. При цьому із нафти виділяється газ, потік охолоджується, знижується розчинна здатність нафти. Найбільш інтенсивно парафін відкладається в піднімальних трубах. Товщина його шару на внутрішній стінці труб збільшується від нуля на глибині 900...300 м до максимуму на глибині 200...50 м, а потім зменшується за рахунок змивання відкладів потоком нафти. Відкладання парафіну призводять до зниження дебіту нафти. В процесі видобування високо-парафінистої нафти випадання парафіну є неминучим, оскільки температура завжди знижується. У цих умовах окрім парафінів виділяються також мазеподібні асфальтени і смоли.

Очевидно, що в разі актуальності проблеми утворення твердих відкладів насосно-компресорних труб (НКТ) та зменшення діаметра прохідного перерізу труб (що призводить до зниження дебітів свердловин), необхідно розглядати не тільки парафінові, а й асфальтеносмолисті відклади в піднімальних трубах і трубопроводах, тобто асфальтено-смолопарафінові відклади (АСПВ).

Негативні наслідки утворення АСПВ, а також труднощі, що виникають у разі їх запобігання і під час їх видалення, пов'язані із специфічними реологічними, структурно-механічними, хімічними і колоїдно-хімічними властивостями АСПВ. Ці труднощі посилюються широким розмаїттям складу і властивостей відкладів.

У практиці видобування нафти для запобігання утворення відкладів АСПВ, а також вилучення утворених відкладів із поверхні облад-

нання та привибійної зони пласта широко використовують механічні, хіміко-механічні, термічні, фізичні, хімічні, фізико-хімічні методи та їх комбінації. Вибір того чи іншого методу очищення стовбура свердловини від парафінів проводиться на основі експериментальних досліджень і практики експлуатації свердловин у конкретних умовах даного нафтового родовища. Основним критерієм в процесі вибору методу очищення є вартість процесу очищення. Істотне значення при цьому має технічна оснащеність промислу і наявність його допоміжного розвинутого господарства (котелень, майстерень та ін.).

**Механічні методи** використовують переважно для періодичного вилучення АСПВ зі стінок обладнання, ліфтів, викидних ліній, поверхонь трубопроводів та ін. **Хіміко-механічні методи** поєднують одночасну механічну і фізико-хімічну дію водних розчинів технічних миючих засобів (ТМЗ) на АСПВ та очищувану поверхню. Їх застосовують для струминного очищення від АСПВ ємностей, резервуарів, а також для циркуляційного очищення парафінових відкладень свердловин, трубопроводів, теплообмінних апаратів і для струминного, пароструминного, паро-водоструминного і занурного очищення деталей нафтопромислового обладнання. **Термічні методи** застосовуються як для видалення, так і з метою запобігання утворенню АСПВ. Запобігання утворенню АСПВ проводиться шляхом підтримування температури нафти вище за температуру її застигання за допомогою електронагрівачів, спалювання частини нафти, горіння терміту в привибійній зоні і т.д. Для видалення АСПВ із нафтового устаткування застосовується розігріта нафта або перегріта пара. У випадку застосування термічних методів внаслідок підвищення температури густина і в'язкість АСПВ знижуються, але одночасно підсилюється негативна дія їх поверхнево-активних компонентів. У результаті застосування будь-якого з цих методів парафін розплавляється і виноситься потоком із свердловини вздовж НКТ. **Фізичні методи** боротьби з АСПВ включають застосування електромагнітних коливань, ультразвуку, імпульсно-гідродинамічного оброблення, твердих покриттів поверхонь емалями, склом, бакелітовим лаком та ін. Дія цих фізичних явищ, засобів та хімічних продуктів спрямована на зменшення адгезії АСПВ.

Найбільш поширеними і надійними методами запобігання та боротьби з парафіновідкладеннями є хімічні та фізико-хімічні (колоїдно-хімічні) методи.

До хімічних методів очищення стовбура свердловини від парафінів відноситься використання хімічних розчинників, поверхнево-активних речовин (водо- і нафторозчинних) та інших хімічних реагентів. Хімічні методи депарафінізації вважаються найнадійнішими, найекономічнішими та найефективнішими. Ці методи постійно удосконалюються.

Додавання в потік нафти хімічних реагентів сприяє гідрофілізації стінок труб, збільшенню кількості центрів кристалізації парафіну в потоці, підвищенню дисперсності частинок парафіну в нафті.

У відповідності із механізмом взаємодії з АСПВ, нафтою і поверхнями до фізико-хімічних методів відноситься використання інгібіторів, ПАР-вилучувачів парафіну (ТМЗ), депресорів (депресаторів) та змочувачів.

Як відомо, багато компонентів АСПВ володіють низькою розчинністю в органічних розчинниках, дія цих розчинників селективна, а ефективність вилучення відкладів значною мірою залежить від їх складу.

Спектр дії фізико-хімічних методів боротьби з парафінами є значно ширшим від спектра застосування суто хімічних методів. Фізико-хімічні методи також менше залежать від складу АСПВ. Ці методи пов'язані зі зміною фазових та енергетичних взаємодій на границях розділу нафта – метал, нафта – вода, нафта – газ, нафта – мікрокристали парафіну та ін. В їх основі лежить використання ПАР.

Одним з реагентів даної групи є інгібітор ПНІТ-1 [1] для депресорної дії на високов'язкі нафти, що розроблений ТОВ НТЦ ПНІТ (м. Харків) і являє собою суміш кополімерів ефірів малеїнової кислоти і вінілацетату з алкільними радикалами. Проведені УкрНДІгаз дослідження засвідчили високу ефективність інгібітора ПНІТ-1 щодо зниження температури застигання нафти. При цьому виявилось, що наявність у нафті асфальтеносмолистих сполук посилює депресорну дію реагенту. Результати досліджень свідчать про те, що на ефективність дії інгібітора впливають не тільки певні співвідношення між концентрацією парафіну та смол і асфальтенів у нафті, але і будова та розмір молекул вуглеводнів парафінового ряду [2].

Використання інгібіторів депресорної дії на високов'язкі парафінисті нафти також обмежується певними співвідношеннями між концентрацією парафіну та смол і асфальтенів у оброблюваній нафті. Тому найкращими та найбільш рентабельними методами боротьби з АСПВ є використання спеціальних хімічних розчинників (хоча цей метод дорожчий від звичайних способів депарафінізації), та комбіноване використання розчинників з ПАР за одночасного застосування теплових або хімічних методів.

У результаті проведених нами лабораторних досліджень на взірцях нафти Битків-Бабченського та Перекопівського НГКР встановлено, що досить ефективним щодо запобігання відкладень парафіну є інгібітор (ПАР) Твін 80. Область його застосування [3] : емульгатор в косметичній, текстильній, фармацевтичній та харчовій промисловості, диспергатор і стабілізатор дисперсій, солюбілізатор вуглеводнів, піногасник, змочувач та додаток до миючих препаратів. Він добре розчиняється у воді, розчинний в етанолі, толуолі, метанолі, етилацетаті, являє собою маслянисту рідину від лимонного до янтарного кольору зі слабким характерним запахом. Основні фізичні та хіміко-технологічні властивості Твін 80 при 20$^{o}$C: відносна

**Таблиця 1 – Основні фізико-хімічні властивості і фракційний склад нафт свердловини 603 Битків-Бабченського НГКР та свердловини 40 Перекопівського НГКР (горизонт В-19н)**

| Показники (стандарт чи інший регламент щодо визначення) | св. 603 Битків-Бабченського НГКР | св. 40 Перекопівського НГКР |
|---|---|---|
| Колір | темно-кор. | темно-кор. |
| Густина дегазованої нафти, кг/м$^3$, ГОСТ 3900-85 | 858 | 811 |
| Кінематичний коефіцієнт в'язкості, м$^2$/с, $10^{-6}$, ГОСТ 33-82 | 8,27 | 4,03 |
| Молекулярна маса, СТП 8999-25-99 | 247 | 160,91 |
| Вміст смол, % мас, ГОСТ 11858-66 | 12,8 | 4,0 |
| Вміст парафінів, % мас, ГОСТ 11851-85 | 8,9 | 3,5 |
| Вміст асфальтенів, % мас, ГОСТ 11858-66 | 1,1 | 0,61 |
| Температура застигання нафти, °С, ГОСТ 20287-91 | + 20,0 | - 10,0 |
| Температура плавлення видалених із нафти парафінів, °С, ГОСТ 23683-89 | 52,5 | 45,7 |
| Вміст води, % об., ГОСТ 2477-65 | 2,0 | 3,0 |
| Фракційний склад за ДСТУ 2177-99 : | | |
| Початок кипіння (ПК), °С | 73 | 53 |
| Вихід фракцій при температурах (в °С), % об. | | |
| ПК – 100 | 4,0 | 7 |
| 100 – 150 | 10,0 | 16 |
| 150 – 200 | 18,0 | 12 |
| 200 – 250 | | 11 |
| 250 – 300 | 44,0 | 14 |
| 300 – 350 | | |
| >350 | | |
| Кінець кипіння, °С | | |

**Таблиця 2 – Зміна густини і кінематичного коефіцієнта в'язкості нафт свердловини 603 Битків-Бабченського НГКР та свердловини 40 Перекопівського НГКР (горизонт В-19н) в результаті додавання до них реагенту Твін 80**

| Показники | св. 603 Битків-Бабченського НГКР | | св. 40 Перекопівського НГКР | |
|---|---|---|---|---|
| | при 20 $^o$С | при 40 $^o$С | при 20 $^o$С | при 40 $^o$С |
| Густина дегазованої нафти, кг/м$^3$ | 858 / 853* | 842 / 833* | 811 / 798* | 795 / 779* |
| Кінематична в'язкість, м$^2$/с, $10^{-6}$ | 8,27 / 8,21* | 8,05 / 7,95* | 4,03 / 3,89* | 3,81 / 3,64* |

* Значини густини і кінематичного коефіцієнта в'язкості нафти після додавання до неї Твін 80

густина – 1,06–1,1; коефіцієнт динамічної в'язкості – 0,24–0,27 Па·с; водне число – 11,3–12,3; стабільний, слабко леткий; температура помутніння – 65–68$^o$С (1%-ий розчин Твін 80 в 5%-му водному розчині NaCl).

Механізм дії Твін 80 щодо запобігання відкладання парафіну полягає в тому, що в присутності води Твін 80 контактує з мікрокристалами парафіну, змочує їх, запобігає злипанню та відкладанню на стінках труб. Додавання Твін 80 у потік нафти призводить до олеофобізації труб (при цьому Твін 80 не утворює плівки на поверхні труби). Фактично, введення Твін 80 призводить до того, що парафін виділяється не на стінках обладнання, а в середині об'єму (завдяки диспергуючій, солюбілізуючій та змочуючій здатності реагенту).

Досліджувані нафти досить помітно відрізняються за фракційним і компонентним складом, особливо за вмістом асфальтеносмолистих сполук (таблиця 1).

За основні показники ефективності дії інгібітору Твін 80 взято зміну густини і кінематичного коефіцієнта в'язкості чистої нафти певного родовища і цієї нафти в присутності реагенту в інтервалі температур 20–40$^o$С (таблиця 2), а також процент відмивання парафінових відкладів протягом 1, 3, 6 і 12 годин.

Як бачимо, густина чистої нафти Битків-Бабченського родовища при 20$^o$С і 40$^o$С становить 858 і 842 кг/м$^3$ відповідно. В той час, як густина цієї нафти з додаванням реагенту Твін 80 концентрацією 2% об. (у співвідношенні 2:100) при 20$^o$С і 40$^o$С становить 853 і 833 кг/м$^3$ відповідно. Кінематичний коефіцієнт в'язкості чистої нафти, відібраної із свердловини 603 Битків-Бабченського родовища при 20$^o$С і 40$^o$С становить $8{,}27\times10^{-6}$ і $8{,}05\times10^{-6}$ м$^2$/с відповідно,

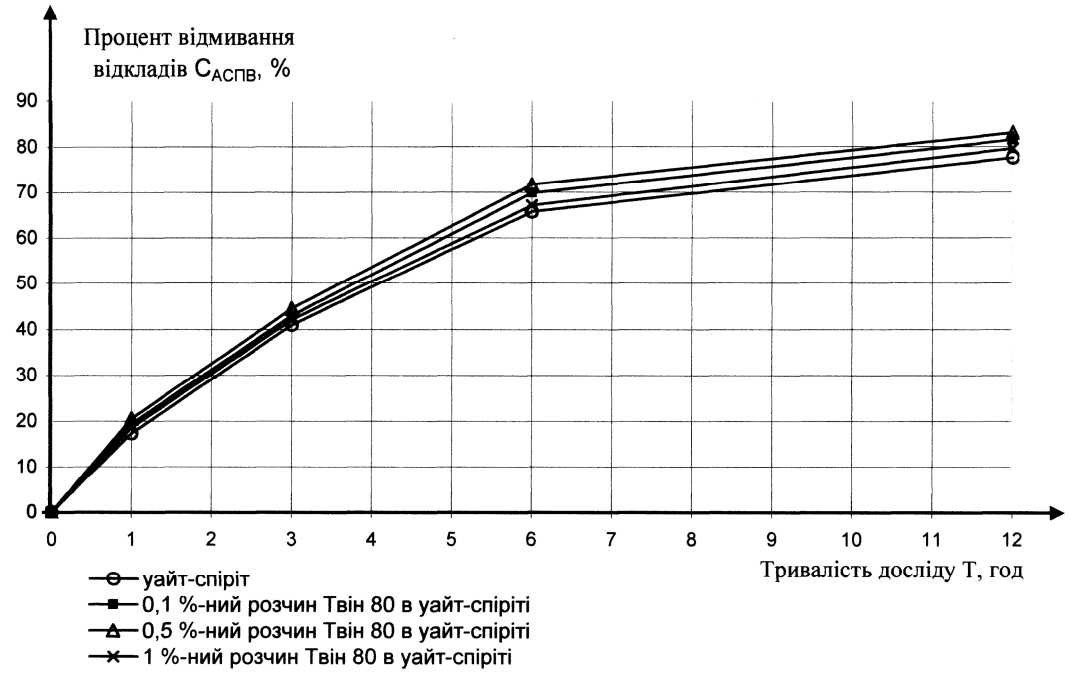


**Рисунок 1 – Залежність відсотка відмивання парафінових відкладів від тривалості досліду для свердловини 603 Битків-Бабченського НГКР**

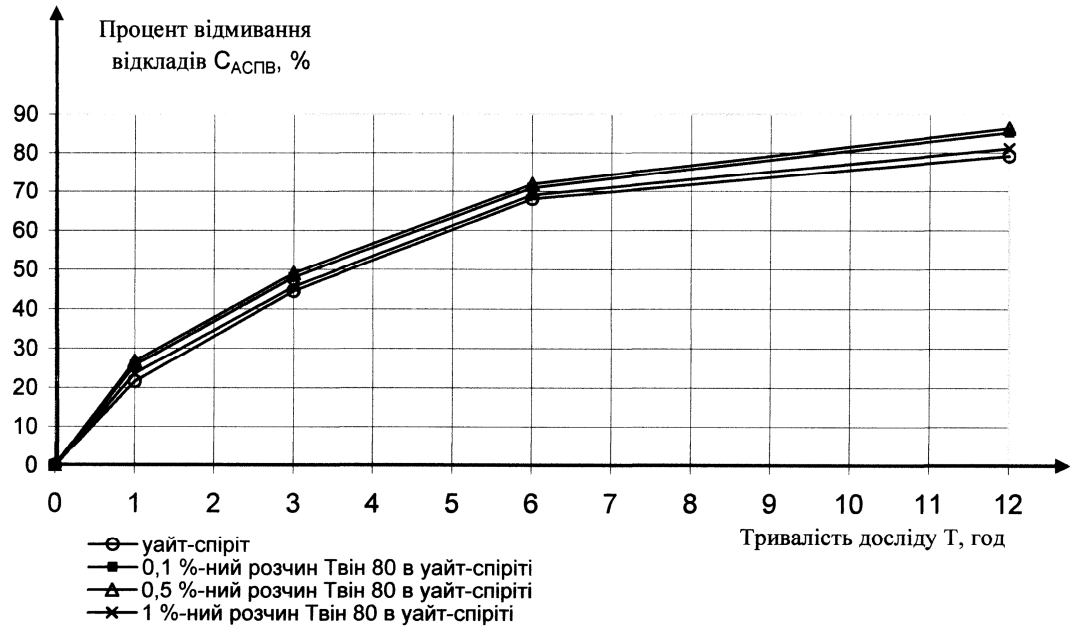


**Рисунок 2 – Залежність відсотка відмивання парафінових відкладів від тривалості досліду для свердловини 40 Перекопівського НГКР (горизонт В-19н)**

а після додавання реагенту Твін 80 у вказаному вище співвідношенні при 20°С і 40°С він змінюється і становить $8{,}21\times10^{-6}$ і $7{,}95\times10^{-6}$ м$^2$/с. Аналогічно, густина чистої нафти, відібраної із свердловини 40 Перекопівського родовища при 20°С і 40°С становить 811 і 795 кг/м$^3$, а після додавання реагенту Твін 80 до нафти у співвідношенні 2:100 – 798 і 779 кг/м$^3$ . Кінематичний коефіцієнт в'язкості чистої нафти Перекопівського родовища при 20°С і 40°С становить $4{,}03\times10^{-6}$ і $3{,}81\times10^{-6}$ м$^2$/с відповідно, а після додавання реагенту Твін 80 (у співвідношенні 2:100) він становить вже $3{,}89\times10^{-6}$ і $3{,}64\times10^{-6}$ м$^2$/с. Наведені результати підтверджують вище викладені міркування щодо механізму дії Твін 80 щодо запобігання відкладень парафіну і вказують на можливість його використання для запобігання і зменшення асфальтеносмолопарафінових відкладань у нафтопромисловому обладнанні.

Для проведення досліджень із визначення проценту відмивання парафінових відкладів ми відбирали пробу АСПВ, просушували її в сушильній шафі при температурі 40°С до постій-

ної маси, охолоджували в ексикаторі протягом 30 хвилин і зважували. Далі відклади поміщали в посудину із досліджуваним реагентом (уайт-спіріт, ГОСТ 3134-78) при температурі 20°С. Кількість відкладів і реагенту брали у співвідношенні 1 : 50. Через 1 годину відклади виймали із розчинника, повторно висушували до постійної маси при температурі 40°С, витримували в ексикаторі 30 хвилин і знову зважували. За різницею маси визначали процент відмивання парафінових відкладів за формулою

$$C_{АСПВ} = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%,$$

де: $C_{АСПВ}$ – процент відмитих відкладів за відповідний проміжок часу (1, 3, 6 і 12 годин), %;

$m_1$ – початкова маса відкладів, г; $m_2$ – маса відкладів після дії реагенту-розчинника, г.

Усі ці операції повторювали для уайт-спіріту з додаванням Твін 80 (концентрація Твін 80 в уайт-спіріті – 0,1; 0,5 і 1% мас., співвідношення мас відкладів і уайт-спіріту з додаванням Твін 80 – також 1:50).

На рис. 1–2 зображено залежність відсотку відмивання парафінових відкладів від тривалості досліду стосовно св. 603 Битків-Бабченського НГКР і св. 40 Перекопівського НГКР (горизонт В-19н). З наведених рисунків і результатів досліджень видно, що додавання Твін 80 до уайт-спіріту покращує відмивання (розчинення) парафінових відкладень. Оптимальна концентрація Твін 80 в уайт-спіріті – 0,5% мас.

Таким чином, проведені лабораторні дослідження на пробах нафти і парафінів Битків-Бабченського НГКР та Перекопівського НГКР показали ефективність інгібітору Твін 80 щодо запобігання та зменшення відкладань парафіну. Густина і в'язкість нафт цих родовищ за 20°С і 40°С знизились, що видно з наведених результатів. Крім того, Твін 80 сприяє покращанню відмивання парафінових відкладів уайт-спірітом.

### *Література*

1 Введення в розробку нафтових горизонтів Личківського НГКР з використанням інгібітору ПНІТ-1 для депресорної дії на високов'язкі нафти. / І.І.Ярошенко, Б.Б.Синюк, С.О.Кисельова, В.М.Сливканич // Науково-практична конференція "Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України". – 18–21 листопада 2003 року: Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ, 2003. – С. 247–252.

2 Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

3 Поверхностно-активные вещества : Справочник / Абрамзон А.А., Бочаров В.В., Гаевой Г.М. и др.; под ред. А.А.Абрамзона и Г.М.Гаевого. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.

УДК 681.1:622.32.3

# ГІДРОДИНАМІЧНІ МОДЕЛІ МАЛОПРОДУКТИВНИХ НАФТОНАСИЧЕНИХ ПЛАСТІВ

***В.О.Лозинський, О.Є.Лозинський, Г.О.Жученко***

*ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,*
*e-mail: n a t a l i @ n u n g . e d u . u a*

*Приводятся наиболее характерные гидродинамические модели пластов, вскрытых скважинами. Рассматриваются факторы, являющиеся причиной непромышленного притока нефти. Рассматриваются четыре случая залегания пластов и семь соответствующих гидродинамических моделей, характерных для пластовых природных резервуаров.*

*In article there are led the most character hydrodynamic models of stratums, exposed by the mining holes with unindustrial by the petroleum wave volume. Four cases of bedding layers are considered and the seven proper hydrodynamic models, character for the stratal petroleum reservoirs.*

Однією із основних ознак перспективності розкритих свердловиною горизонтів щодо одержання промислового припливу нафти є тип гідродинамічної моделі нафтонасичених пластів, який є реальною основою для оцінки потенційної продуктивності свердловини та прогнозування величини дебіту при певній можливій депресії на пласт.

Фактична продуктивність свердловин в процесі їх освоєння визначається потенційною продуктивністю пластів і впливом таких технічних і технологічних факторів: якість розкриття продуктивних пластів в процесі буріння і перфорації та повнота розкриття і охоплення пластів процесом фільтрації [1].

Основними факторами впливу на формування продуктивності нафтових свердловин є як об'єктивні природні параметри розкритих пластів (проникність, ефективна нафтонасичена товщина, пластова в'язкість нафти, пластовий тиск, розмір зони припливу продукції, наявність екранів та обмежень на шляху припливу