

М.І. Фик, канд. техн. наук, НТУ «Харківський політехнічний університет», Україна

Інтенсифікація транспорту нафти високої в'язкості локальною пластовою енергетикою в робочих умовах вибою свердловини

Розглянуто питання використання трансформації потенційної енергії пластового тиску на проміжних перетоках газоподібних флюїдів, проміжних і основному вибоях при роботі свердловин з високов'язкою нафтою. Показано, що паралельно з газліфтним, колтюбинговою та ін. технологіями видобутку нафти, при високій в'язкості доцільна місцева трансформація механічних і потенційних енергій в електричну, теплову та акустичну.

Ключові слова: нафта, в'язкість, пластовий тиск, видобування, свердловина, газліфт, розігрів, пар, розчинник.

Рассмотрены вопросы использования трансформации потенциальной энергии пластового давления на промежуточных перетоках газообразных флюидов, промежуточных и основном забое при работе скважин с высоковязкими нефтями. Показано, что параллельно с газлифтными, колтюбинговыми и др. технологиями скважинной добычи нефти, при высокой вязкости нефти целесообразна местная трансформация механических и потенциальных энергий в электрическую, тепловую и акустическую.

Ключевые слова: нефть, вязкость, пластовое давление, добыча, скважина, газлифт, разогрев, пар, растворитель.

The problems of transforming the potential energy of the reservoir pressure in the intermediate cross-flow of gas fluids, intermediate and bottom-most when working with heavy oil wells. It is shown that in parallel with the gas lift, coiled tubing, and other downhole oil recovery technologies, with high viscosity suitable local mechanical and transformation of potential energy into electrical, thermal and acoustic energy.

Keywords: oil, viscosity, pressure, booty, mining hole, gas-lift, warmed up, pairs, solvent.

Останнім часом українська нафтогазова галузь спрямована на стабілізацію і нарощування видобутку нафти, газу і конденсату усіма можливими і доступними методами. Багато уваги приділяється можливим шляхам вирішення проблеми видобутку важковидобувних нафт, до яких відносяться, в основному, важкі і високов'язкі нафти з в'язкістю 30 сПа·с або 35 мм²/с і вище. Дана тема є актуальною для нафтовидобувної промисловості, як в Україні, так і в усьому світі (великі запаси високов'язкої нафти мають Канада, Венесуела, Мексика, США, Кувейт і Китай), так як запаси такої нафти значно перевищують запаси легкої та малов'язкої нафти. Крім того, високов'язкі нафти частіше розробляються і традиційно видобуваються на менших глибинах, ніж легкі і газовані флюїди. Значна частина нафтогазових родовищ пов'язана з проблемою зменшення або припинення видобутку нафти через брак технологічних рішень боротьби з в'язкістю нафти, пористістю і проникністю порід, що

містять нафту, а також вирішення проблеми гідратуутворення. Найбільш активна діяльність по розробці родовищ важких нафт і природних бітумів ведеться в Канаді, США, Венесуелі, тому прикладній науці України логічно звернутися до технологічного досвіду успішних проектів зазначених країн.

Огляд прикладних досліджень та суть базової методології

Існує багато способів боротьби з високою в'язкістю нафт на всьому шляху її від видобутку до надходження на переробку [1, 2, 3, 7]. Із них найбільш поширені способи витіснення нафти гарячою водою, паром, паром газом, терморозчинником, внутрішньо пластовим горінням, термошахтною розробкою.

Не дивлячись на відносну дешевизну електричного розігріву нафти в призабійній зоні дистанційно-кабельним методом або механічним перемішуванням з термopolімерною дозованою міжсвердловинною проробкою, найбільш вигідними вважаються технології інтенсифікації підняття високов'язких нафт

в колоні свердловини та активізації вертикального або нахиленого транспорту в'язких нафт за рахунок надлишкових пластових тисків. Найчастіше для цього використовують додаткове розкриття продуктивних горизонтів газу з високим пластовим тиском, обладнують різні підігрівачі, багаторядні і безкомпресорні газліфти [3, 5]. При інших способах з'являються витрати значної кількості теплової або електричної енергії, в результаті чого проект інколи буває економічно не вигідним. Добре відома також технологія використання ежекторних насосів при газліфті в нафтовій свердловині [5, 6], але при ежекторванні дросель-ефект викликає додаткове охолодження і даний факт заважає працювати з високов'язкими нафтами. Підігрів високонапірного газу в однорядній газліфтній схемі з гирловою подачею так само погано працює при великих глибинах (теплоізоляція труб ускладнена).

На сьогоднішній день у великих промислових масштабах використовують тільки підігрів нафти електротенами, паром, гарячою водою,

вплив ПАР-полімерами, міжзабійну або перехресну (гірло однієї свердловини – забій сусідньої свердловини) електрохімотермію і механічну кавітацію. Даний факт пояснюється тим, що видобувні компанії не ризикували застосовувати більш складне електромеханічне обладнання з тілами обертання та ін. тонкою механікою при невисокій вартості продукції свердловин. З 90-х років широке поширення отримала канадська технологія видобутку: отримання нафти через дві свердловини за допомогою розігріву пластів перегрітою парою. В цей же час успішно відпрацьовувалися методи буріння горизонтальних свердловин з двома гірлами і подачі гарячої пари в пласти. Таким чином, перші стадії розробки нафтових родовищ: розвідка, буріння, розігрів важких нафт до рідкого стану успішно реалізовані, що доводить перспективність і економічну доцільність видобутку важких нафт (з високим вмістом природних бітумів) свердловинним способом. Після настання нового століття ціна на барель нафти значно коливалася, тому промислова розробка родовищ високов'язкої нафти велася переважно старими способами, якщо не брати до уваги спеціальні сухі і дозовані термополімери, каталітичну електрохімію і парогравітаційний дренаж з вуглеводневими розчинниками (SAGD, SAP). Доцільно відзначити, що комбінування теплових методів з фізичними методами дозволило значно збільшити нафтовилучення на китайських родовищах [7]. В європейській та американській технологіях приріст досягнуто так само виключно комбінованими методами термо-фізичного і полімерно-хімічного типу.

Інноваційна технологія, що пропонується

У пластах продуктивних порід, крім «чорного та блакитного золота», найчастіше зберігається цінна потенційна, кінетична і тепла енергія. Механізм виникнення аномальних або прогнозованих високих пластових тисків фахівцям нафтогазової справи добре зрозумілий [1]. Необхідно відзначити, що при використанні базових і широко-поширених технологій видобутку [2] окремі хімічні і фі-

зичні явища в робочих пластових умовах (міжпластові перетоки, розкладання складних вуглеводнів на найпростіші, обвали склепін, пливуні та ін.) також дають позитивний приріст тисків в статичі і динаміці. Поки що недостатньо в нафтогазовій справі використовуються для інтенсифікації видобутку нафти і підземні міжпластові теплові градієнти, геотермальні джерела [4].

При тисках пластів або міжпластових градієнтах тиску, які значно перевищують умови планового видобутку газу, нафти або їх припливу до підземної частини насосного обладнання видобутку, в привибійній зоні можлива установ-

ка газового турбодетандерного теплоелектрогенеруючого обладнання [8], або заглибних теплових насосів. Місця встановлення додаткового обладнання показано на рис. 1 (поз. 4, 6, 7). В такому випадку проводиться місцевий підігрів нафти на глибині вибою свердловини, що корінним чином покращує початкові умови підйому нафти при фонтанній або газліфтній експлуатації. На рис.1 цілеспрямовано показані тільки одна колона НКТ і стандартна конструкція для полегшення розуміння змісту матеріалу. Більш прийнятним є використання дворядної схеми організації видобутку. Дворядна коаксіальна схема (рис. 2) дозволяє використовувати

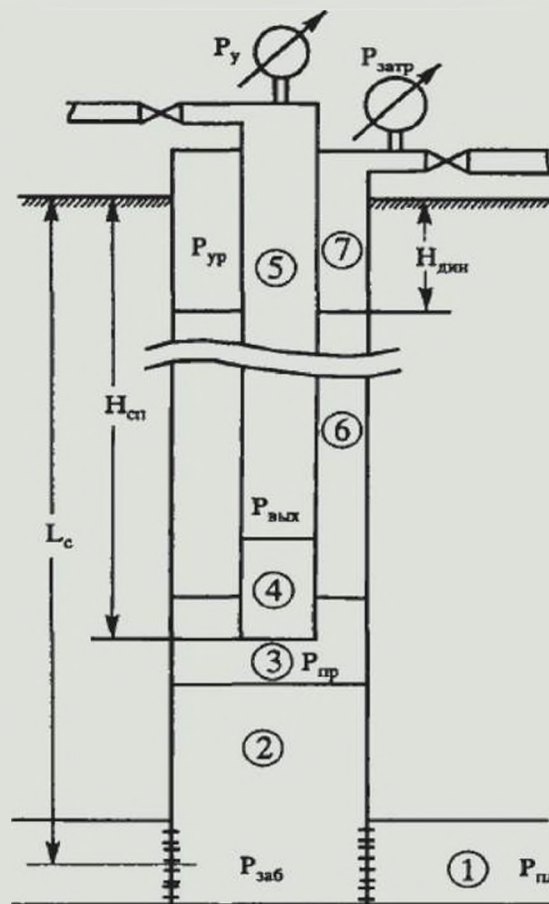


Рис. 1. Схема обладнання свердловини для видобутку вязкої нафти: 1 – пласт (призабійна зона); 2 – свердловина; 3 – зона установки погрузного обладнання; 4 – погрузне обладнання (насос); 5 – підйомник; 6 – затрубний простір, що заповнений газорідною сумішшю; 7 – затрубний простір, що заповнений газом; $P_{пл}$, $P_{заб}$ – пластовий і забійний тиск; $P_{пр}$ – тиск на вході погрузного обладнання; $P_{вих}$ – тиск на виході погрузного обладнання; $P_{ур}$ – тиск на динамічному рівні в затрубному просторі; P_u – тиск на гірлі свердловини; $P_{затр}$ – тиск на гірлі свердловини в затрубному просторі; L_c – глибина свердловини; $H_{сп}$ – глибина опускання погрузного обладнання; $H_{дин}$ – динамічний рівень

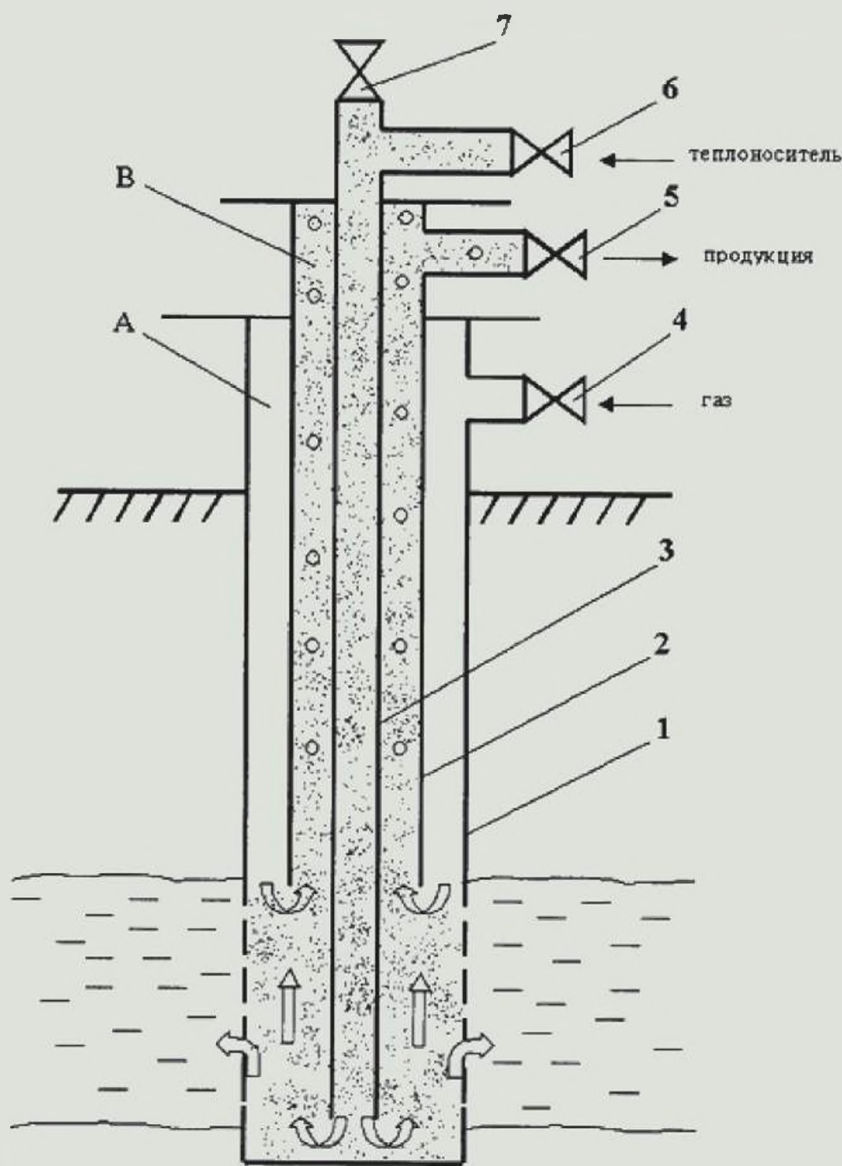


Рис. 2. Загальна схема подачі теплоносія і примусового підйому в'язкої нафти: 1 – експлуатаційна колона; 2 – проміжна НКТ; 3 – тонка НКТ; 4,5,6,7 – лінії теплоносія, прийому продукції, подачі високонапірного газу, стравлювання пари

для установки додаткового обладнання також проміжний «затруб» (між трубою (поз. 2 на рис. 2) і зовнішньої трубою (поз. 3 на рис. 2)). Ризики добувної компанії також мінімізовані, оскільки турбодетандер на лінії високонапірного газу і теплова труба є повністю герметичними, а передача тепла в'язкому флюїду відбувається через стінки і ребра проточних теплообмінників. На рис. 2 показана верхня подача теплоносія і високонапірного газу. Нижній призабійний конструктив на схемі відсутній, що спрощує пояснення нової технології, наближаючи її до суті інженерних рішень.

Пояснююча схема руху газу і рідин біля забою наведена на рис. 3.

При малих дебітах нафти схема роботи теплового насоса може бути спрощена, оскільки нагрів в'язкого флюїда можливо енергетично компенсувати охолодженням не точної пластової води, а верхньої частини експлуатаційної колони. В такому випадку теплову трубу розміщують над теплоелектрогенератором з пневмоприводом (рис. 4).

Установка устаткування, яке генерує місцеву електроенергію і тепло поблизу вибою свердловини безсумнівно вигідна і зручна в умовах видобутку високов'язких

нафт. По-перше, можливе зменшення діаметрів кабелів, по яких подається електроенергія на проміжні електронагрівачі уздовж всієї експлуатаційної колони. По-друге, в окремих випадках можна обійтися не тільки без опускання додаткового силового електрокабелю (для випадку видобутку з використанням занурювального насоса УЕЦН [4]), але так само передавати сигнали контролю та управління інфразвуковим і радіочастотним бездротовим методом (виключаємо сигнальні та контрольні кабелі) [5]. Таким чином, смолисті складові і парафіни нафт мають меншу площу налипання. По-третє, при безкомпресорній газліфтній експлуатації з'являється можливість добувати високов'язкі флюїди з великих глибин. І нарешті, присутність механічної штанги зі зворотно-поступальним переміщенням при видобутку в'язкої нафти взагалі не допускає наявності броньованого кабелю в затрубному просторі, тобто кавітаційно-механічний розігрів (працюючий клапан і крильчатки) вдало може бути доповнений місцевим електрообігрівом. Необхідно також зазначити, що бездротові технології не завжди можна використовувати на середніх та великих глибинах, крім того, це неможливо в разі руху рідин одночасно, як в свердловинному затруб'ї, так і в трубах. Незважаючи на вищезгадані факти, подача електричної потужності до підігрівача, кавітатора та ультразвукових сигналів в призабійну зону здійснюється на практиці найчастіше по громіздким і важким кабелям. Для інтенсифікації припливу в'язкої нафти до вибою і руху по НКТ використовують подачу пари, розчинників і гарячої води по паралельним каналам багаторядної і багатосвердловинної схеми видобутку [6].

Доцільним є використання місцевої електротеплогенерації (на вибої або поблизу забою видобувних нафтових свердловин) зі скидом надлишкового пластового тиску потенційної енергії, а також потенційної енергії відносної глибини покладів (розчиненого або вільного газу, високонапірного газу газліфта, нафт, що рухаються) в умовах поступового збільшення дросель-ефек-

тів (оохолоджуючого) в фільтраційному та ін. проточному обладнанні забою свердловини, поступового збільшення щільності й в'язкості нафти після термічної інтенсифікації, прискореного відбору легких і рухливих фракцій у загальній системі розробки сусідніми свердловинами нафтового родовища. У такому випадку логічним було б трансформувати надлишковий потенціал тиску газу або потенційної енергії висоти положення рідкого флюїду нафтовміщуючих покладів в електроенергію, а так само тепло. Отриману за допомогою енерготрансформаторів [9] електроенергію можливо було б використовувати не тільки для локального розігріву в'язкої нафти в критичних точках, але так само для електроживлення випромінювачів потужних електромагнітних хвиль (ЕМХ), вимірювальної техніки, підземної автоматики, ультразвукових сонарів (УЗЧ) і глибинних стаціонарних геофізичних приладів. Передача електроенергії до приладів може здійснюватися також без з'єднання дротами – трансформаторним методом.

Використання свердловинного турбодетандерного теплоелектрогенеруючого обладнання та свердловинних теплових насосів для видобутку з великих глибин нафти вже починає здійснюватися в міжнародній нафтогазовій практиці у випадках великих глибин, ускладнених умов введення силових кабелів, при необхідності інтенсивного відводу чи підведення тепла. Використання ультразвукових сигналів на великих глибинах пов'язано з необхідністю подання потужного сигналу частотою 20-30 кГц. Акустичний сигнал з такою частотою доцільніше виробляти безпосередньо біля призабійної зони, використовуючи тут же електроенергію, що генерується, або безпосередньо механічну вібрацію генераторного устаткування. Тепло геотермальних джерел можна «наблизити» до проблемних зон з густою і в'язкою нафтою з використанням теплових труб, теплоелектричних модулів, теплових насосів, конструктивних НОУ-ХАУ тощо [10]. Краща закордонна промислова практика, безсумнівно повинна широко використовуватися, удосконалюватися,

з урахуванням місцевої специфіки родовищ фахівцями зацікавлених нафтогазових компаній, розвиватися також прискореними темпами в Україні.

Інноваційне припущення автора, яке покладено в локальну постановку науково-прикладної задачі представленої роботи, полягає в конкурентоспроможності місцевого розігріву високов'язкої нафти, виробленої на місці тепловою енергією за допомогою високооборотних газових турботеплоелектрогенераторів, теплових насосів, теплових труб, що опускаються на середні глибини (2000 – 4000 м) і встановлюються поблизу безпосереднього забою продуктивного нафтового горизонту. Наближення точки безбитковості в даному випадку досягається за рахунок постійного збільшення вартості бареля нафти на міжнародних сировинних ринках, збільшенням серійного виробництва портативного теплона-

сосного і турбодетандерного обладнання (особливо в авіабудуванні, медицині, атомній, нафтохімічній та оборонній промисловості), збільшенням рухливості нафт при впливі ЕМХ, акустики. Економічні аспекти порівнювалися автором з традиційними технологіями видобутку високов'язких нафт. При використанні додаткового пропонуваного автором теплогенеруючого обладнання в свердловині, до встановленого раніше внутрішньо-освердловинного безкомпресорного газліфту [4], вартість останнього і заходів щодо реалізації відповідного проекту окупається додатковим вилученням з великої глибини 700 - 900 т. сирової високов'язкої нафти. При середньому додатковому дебіті свердловини 10 т./добу (безсумнівно – далеко не найкраща інтенсифікація свердловини), обладнання окупається менш ніж за півроку. В якості традиційних технологічних рішень нами бралися

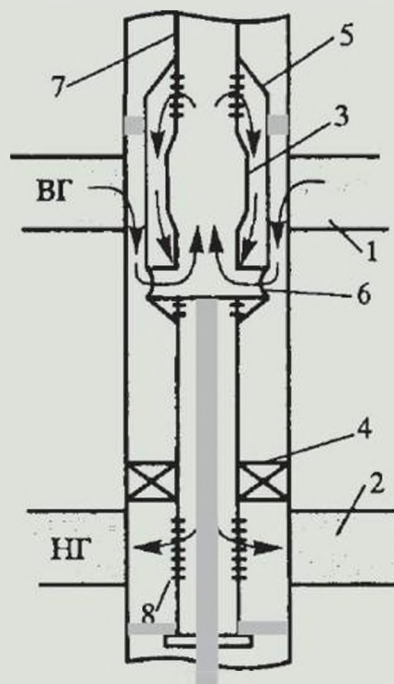


Рис. 3. Схема установки детандера і теплонасосної системи поблизу нафтового забою: 1 – водяний пласт верхнього горизонту; 2 – водяний пласт нижнього горизонту, 3 – детандер і теплообмінник з теплообмінником теплового насоса, 4 – середній пакер (роздільник верхньої і нижньої води); 5 – зовнішній корпус переливу після теплообмінника; 6 - вікна заходу теплового донора (верхньої води); 7 – нижня частина підводу високонапірного газу і відводу нафти НКТ; 8 – перфорована зовнішня труба НКТ, через яку відводиться охолоджена пластова вода; 9 – теплова труба до акцептора (нафти) з випромінювачами УЗЧ і ЕМХ

до уваги кавітаційно-механічний і електрокабельний місцевий розігрів в'язкої нафти в призабійній області свердловини, кожний з яких є енергозатратним і має експлуатаційні витрати (при поступовому збільшенні наростів на стінах труб та інших проточних судин унаслідок недогріву нафти потрібне застосування дорогих хімреагентів, чистячих складномеханічних пристроїв та ін.) При збільшенні глибини знаходження високов'язкої нафти подорожчання традиційних технологій видобутку високов'язких нафт набуває геометричну прогресію. Практична цінність реалізації комплексного авторського технологічного рішення в газонафтових свердловинах – енергозберігаюча інтенсифікація одночасного видобутку газу високого тиску (частково спрацьовує на турбодетандері) і в'язкої нафти за дворядною схемою, місцеве ефективне розм'якшення парафінів ультразвуковим впливом і теплом, що підводиться тепловими трубами. Запропонований комплексний вплив (місцева термоакустика і вплив ЕМХ з теплопереносом) може доповнюватися інтенсивною газорідною кавітацією, поліпшенням однорідного сумішоутворення, якщо ультразвук виробляється механічно-обертливими лопатевими колесами в рідкому середовищі, поліпшеної тепловими насосами і термоелектричними модулями теплопередачу від геотермальних вод. При електромагнітному впливі високої потужності на пласт, частини енергії поширення в пласті ЕМ хвиль перетворюються в тепло через діелектричні втрати в нафтонасиченій породі пласта. Внаслідок цього в пласті практично миттєво (ЕМ хвилі поширюються в середовищі з дуже великою швидкістю) виникають так само об'ємно розподілені джерела тепла, чим і пояснюється великий радіус охоплення тепловим впливом. На рис. 3 та рис. 4 показана схема запропонованого комплексного технологічного рішення з нижньою і верхньою установкою теплової труби відповідно, пояснюються базові принципи використання неврахованої потенційної і геотеплової енергії пластів для розігріву в'язких нафт в призабійній зоні свердловини з

використанням додатково турбодетандера і теплового насоса або труби.

З рис. 4 видно, що найбільшим технологічним позитивом є інтенсифікація теплового припливу від антифризу в затруб'ї до призабійної зони з використанням теплових труб в умовах одночасного впливу тепла, що передається високонапірним газом і турбодетандерним обладнанням, і ЕМХ на в'язку нафту. На рис. 4 також показано напрямки відтоку холоду і тепла від теплового насоса. Крім того, ультразвук утворюється по суті сам по собі (неминуча вібрація корпусу) на звукових частотах і гармоніках частот обертів турбодетандерного агрегату. При роботі турбодетандера або поршневого детандера в редукторному з'єднанні з теплогенеруючим механічним ретардером і тепловим насосом, ультразвукові частоти доцільно підбирати з допомогою перехідного числа редуктора (не слід забувати про оптимальні частоти та оптимальної потужності для фактичної геології конкретного продуктивного пласта, робочих швидкостях флюїдів

і можливого небажаному ущільненні фільтраційного призабійного масиву). Ідея багаторазового зменшення необхідної енергії для цільового підігріву локальної області за рахунок використання низькопотенційного тепла далеко не нова, але ключовим моментом є в запропонованій схемі не тільки термоакустичний і електромагнітний розігрів і розм'якшення високов'язкого флюїда безпосередньо в свердловині, але так само безперервний технологічний контроль температури розігріву. Для безперервного стабільного видобутку в'язких нафт температура на вибої повинна підтримуватися безпосередньо за місцем автоматикою, яку досить зручно вбудувати в заглибні герметично-корпусні теплоелектрогенератори.

Пропоноване технологічне рішення не є універсальним і максимально простим для глибоких високов'язких нафт. Упершу чергу – ультрасучасні інноваційні конструкції, високі технології та нанотехнології, які використовуються в портативному свердловинному електромеханічному, генераторно-

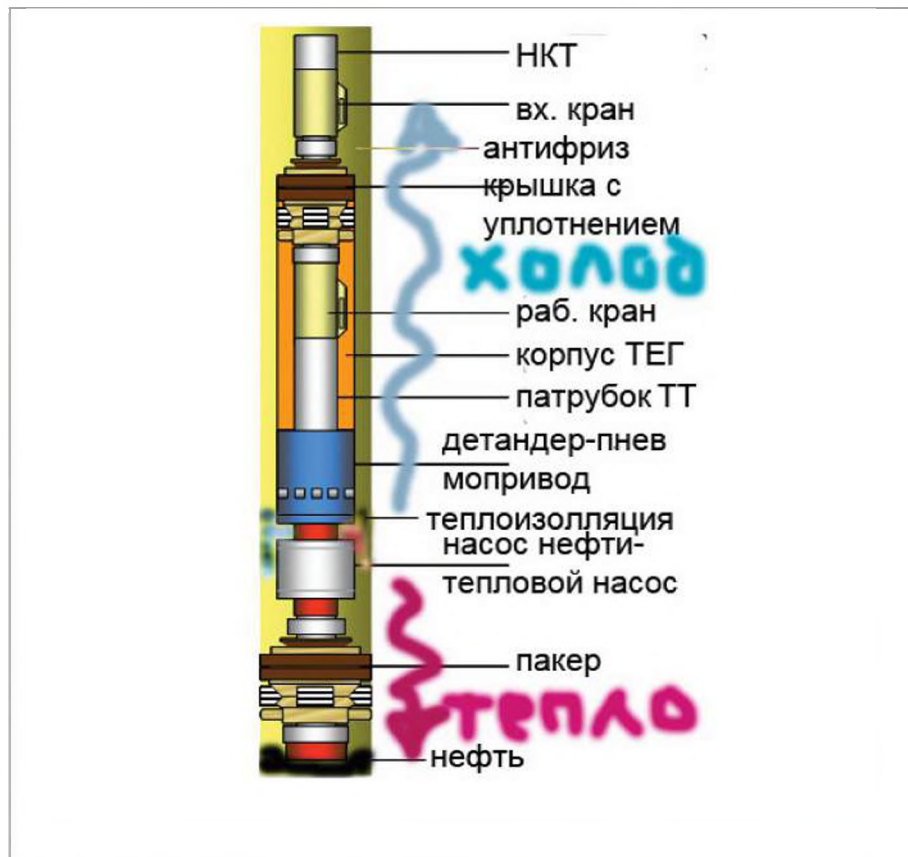


Рис. 4. Пристрій спрощеного теплоелектрогенератора (ТЕГ) з верхнім розташуванням теплової труби (ТТ)

му та теплонасосному обладнанні, практично реалізуються кредитами, що обумовлює підвищену вартість обслуговування і ремонту ультрасучасного обладнання. Другою реальною складністю є невизначеність геометрії проточних перерізів в трубному та затрубному просторі нафтової свердловини (яка тривалий час експлуатувалася з битумінованими в'язкими флюїдами), що може суттєво заважати встановленню довірного додаткового обладнання на проміжних і нижньому забоях. Третьою відчутною неприємністю може стати відсутність продуктивного пласта стабільного високонапірного газу достатньої чистоти у районі нафтового забою, теплового донора з необхідною енергетикою для стабільної роботи турбодетандерного і теплонасосного обладнання. І четвертий негативний аргумент полягає в можливому підвищеному вмісті механічних домішок низької теплопровідності (ракушняк, вугілля, тощо) в нафті, що різко погіршить ефективність теплообмінників електротенів і ретардеру.

І все ж, пошук нових технологій та комплексних інженерних рішень видобутку нафт з високою в'язкістю постійно здійснюється, а пласти з високими тисками природного газу і активно-рухомою водою зустрічаються при бурінні в 99% випадків. Це означає, що принципово потрібний енергопотенціал і тепловий донор є на практиці завжди, але геологічний розрізи і фактичні показники теплогідрогазодинамічної моделі свердловини можуть бути різними.

Представлене в роботі комплексне технологічне рішення щодо інтенсифікації видобутку важкої нафти є прийнятним для практики і фізично обґрунтоване, але має ряд обмежень по впровадженню і використанню залежно від геологічних умов, експлуатаційних параметрів свердловини і параметрів розробки родовища. Воно може бути конкурентоспроможним переважно при великих глибинах забою і наявності облаштованого безкомпресорного або компресорного свердловинного газліфту. Найбільш ефективно

можна застосувати запроповану комплексну технологію для одночасного видобутку природного газу та високов'язкої нафти в нововведених свердловинах нафтогазоконденсатних родовищ.

Висновки

1. При ускладнених умовах введення і використання додаткових силових кабелів, парового кольтюбінга в глибоких свердловинах видобутку високов'язких нафт, можливе застосування місцевого теплоелектрогенеруючого обладнання та теплових труб на проміжному або нижньому забої.

2. Для підігріву високов'язкої нафти електроенергією «місцевого» (поблизу вибоїв) виробництва доцільно утилізувати потенційну пластову і міжпластову енергію газу і теплову енергію рідких флюїдів розрахункової кількості. Це різко зменшить кількість необхідної зовнішньої енергії для розігріву призабойної зони свердловини.

3. Свердловини можна обладнати теплоелектрогенераторами з геометричною розстановкою електродігрівачів вздовж свердловинного ствола у напрямку знизу-вгору (зазвичай - згори-вниз).

4. Використання портативного теплоелектрогенеруючого обладнання та теплових труб у свердловинах з середніми і великими глибинами при високій в'язкості нафти в разі надмірного енергопотенціалу тиску і температури, присутності високонапірного газу з труби газліфта однозначно виправдано, оскільки дозволяє отримувати місцевий контрольований підігрів, електромагнітний та ультразвуковий вплив, кавітаційну гомогенізацію, інтенсивний спрямований приплив тепла.

5. В свердловинах видобутку високов'язких нафт доцільно використовувати теплові насоси з пневмоприводом (детандерного типу) на додаток до безкомпресорного газліфту, оскільки це в разі зменшує кількість енергії, що підводиться або палива, що використовується.

6. Додатковий розігрів при відборі розігрітого в'язкого флюїду дозволить зменшити витрати

на подальший транспорт та підготовку товарної продукції.

Список літератури:

1. Кудинов В.И. «Основы нефтегазопромыслового дела» В. И. Кудинов, Москва-Ижевск: «Торнадо», 2004. – 730 с.
2. Форест Грей. «Добыча нефти» Г. Форест, - М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2004. – 350 с.
3. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2004. – 405 с.
4. Лалазарян Н.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Алматы: КазНТУ, 2008. – 140 с.
5. «Нефтепромысловое оборудование». Справочник под ред. Е. И. Бухаленко, М.: Недрa, 1990. - 559 с.
6. Искрицкая Н.И. «Экономическая эффективность инноваций ВНИГРИ при освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов»/ Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2006 (1) www.ngtp
7. Бао Я., Тянь Ю., Сиднев А.В. ГЛИНИСТЫЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ КИТАЯ И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ // Современные наукоемкие технологии, 2008. – № 2. – С. 57- 58.
8. Евразийский Пат. №005614 (заявка №200400528) «Газовая турбина для подъема нефти», 06.04.2009г., приоритет 12.10.2001, патентовладелец Нунжетич Томислав (HR).
9. Пат. 32349 Україна. МПК(2006), F16L53/00, F17D1/00, FO1K23/00. Трансформатор потенційної енергії потоку у теплову енергію / Фик І.М. Клюк Б.О., Фик М.І., заявник і патентовласник ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України». – № 200800270: заявл. 08.01.2008, опубл. 12.05.2008. Бюл. № 9.
10. Пат. 43208 Україна. МПК(2009), F16L53/00, F17D1/00. Трансформатор потенційної енергії потоку у теплову енергію/ Фик І. М., Собчук М. П., Фик М. І., заявники і патентовласники Фик І. М., Собчук М. П., Фик М. І. – №200901674: заявл. 26.02.2009. Бюл. №15.