

ціації запасів за ступенем рухомості на активні, важковидобувні і залишкові з метою проектування оптимальної розробки Шюпарайського нафтового родовища.

### Література

1. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – М.: Недра, 1985. – 240 с.
2. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: Методическое пособие. – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.

пошуків вуглеводневих покладів, яка базується на загальноприйнятих постулатах, в останні

3. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / Под ред. В.И.Горояна. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.

4. Нестеренко Н.Ю. Влияние смачиваемости поверхности на распределение нефти в порах // Геология нефти и газа. – 1994. – № 8. – С. 28-32.

5. Нестеренко Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами // Геология нефти и газа. – 1995. – № 8. – С. 26-35.

УДК 553.98.: 551.24

## ВИЗНАЧЕННЯ НАФТОГАЗОНОСНИХ ШАРІВ В РОЗРІЗАХ СВЕРДЛОВИН ГЛИНИСТИХ ТОВЩ ЗА ДАНИМИ КОЕФІЦІЄНТІВ НАБУХАННЯ ГЛИН В ШЛАМІ

О.О.Орлов, В.М.Бенько, В.Г.Омельченко, А.В.Локтєв, О.М.Трубенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,  
e-mail: ovgeo@ifdtung.if.ua

*Метод выделения нефтегазоносных прослоев в разрезах скважин, которые бурятся в глинистых толщах, предусматривает исследования величин коэффициентов набухания обломков шлама. Уменьшение в отдельных интервалах коэффициентов набухания свидетельствует об относительном увеличении в этих интервалах фазовой проницаемости для углеводородных соединений или уменьшении величин фазовой проницаемости для воды, что обуславливает их перспективность на нефть и газ. Метод дает возможность отделять в разрезах скважин слои и прослойки, которые насыщены углеводородными соединениями, от слоев и прослоек с пресной или слабоминерализованной водой, которые на электрокаротажных диаграммах ГИС сходны по электрическому сопротивлению.*

*The technique for determination of oil and gas bearing strata in well logs, which are being drilled in clay soils, envisages research of sludge cuttings swelling coefficient value. Decrease of swelling coefficients in certain ranges is the evidence of relative increase of relative permeability in those ranges for hydrocarbon mixtures, or the evidence of decrease of water relative permeability values, which determines their oil and gas bearing capacities. The technique also allows to distinguish between strata and bands saturated with hydrocarbon mixtures in well logs and strata and bands saturated with fresh and low-mineralized water, which are similar in electrical resistance at the electric loggings of geophysical research of wells.*

В глинистих товщах осадової оболонки земної кори визначення в розрізах свердловин продуктивних пластів пов'язане з дуже великими труднощами. Але в нафтогазоносних регіонах України і за її межами в глинистих товщах зосереджені достатньо великі вуглеводневі ресурси.

Розглянемо як приклад глинисті товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, товщина якої сягає іноді 4-х і більше тисяч метрів. Стандартна, загальноприйнята, методика виділення продуктивних пластів вже себе вичерпала і стала слабоефективною. Це пов'язано з тим, що в глинистій товщі неогену не завжди існують локальні антиклінальні структури і навіть геміструктури, а глини неогену являють собою монотонну товщу, де дуже важко виділити шари порід, які можуть бути колекторами для нафти і газу, та шари порід, що можуть бути покрішками. Тому методика

роки майже не дає очікуваного ефекту. Результати вивчення закономірностей зміни піщанистості або піскуватості глинистої товщі неогену у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину за середніми значеннями піщанистості або піскуватості в товщі глин у практиці визначення перспективних ділянок на нафту і газ є дуже слабоінформативними стосовно місця положення покладів. На це вказує той факт, що відкриті родовища газу в цій області, як правило, на існуючих картах і схемах піщанистості глинистих порід неогену за середніми значеннями піщанистості не співпадають з ділянками підвищеної піскуватості.

Ми розрізняємо піщанистість глинистої товщі і її піскуватість. Термін піщанистість глинистої товщі ми застосовуємо тоді, коли в розрізі свердловин шари і прошарки пісковиків та піщаних глин виділені за даними вивчення керна і геофізичних досліджень в свердловинах

(ГДС). Але поінтервальний на окремих глибинах фактичний винос керна відносно того, що планується, завжди дуже малий. Тому піщані породи виділяються здебільшого за даними ГДС, а прошарки глин при малій їх піскуватості неможливо виділити. Тому вміст псамітової фракції в глинах необхідно досліджувати за даними шламу, який відбирається зі свердловин через кожні 1-3 метри проходки. В першому випадку за даними вивчення керна та даними ГДС будуємо карти піщаності глинистої товщі, в другому випадку, за даними вивчення шламу будуємо карту піскуватості. Нами встановлено, що значення піскуватості у будь-яких інтервалах свердловини завжди більші за значення піщаності, в тому числі і середніх величин по всьому розрізу свердловин і усієї глинистої товщі неогену.

Визначення продуктивних горизонтів в глинистих товщах пов'язані з великими труднощами, тому що глини, як правило, не є колекторами для вуглеводнів. Окремі шари і прошарки в глинах стають колекторами, якщо в їх складі існує піщана фракція, відсотковий вміст якої часто є дуже малий.

Існуючі геофізичні способи визначення колекторів і продуктивних інтервалів в розрізах свердловин, що розкрили глинисту товщу, не дають зазвичай однозначних відповідей, бо незначне збільшення вмісту піщаної фракції на каротажних діаграмах ГДС відокремлює колектори від вміщуючих порід дуже слабо або зовсім не відокремлює. Керн, тобто взірці порід, при бурінні відбирається всього близько 6-8% від проектної глибини свердловин, і шари та прошарки, які є продуктивними колекторами, дуже часто залишаються пропущеними і немає можливості зробити порівняльний аналіз між каротажними діаграмами ГДС та відібраним кам'яним матеріалом.

Визначення продуктивних інтервалів ускладнюється ще тим, що на малих і середніх глибинах пластів води дуже часто слабомінералізовані і навіть прісні. Вони володіють великими електричними опорами, що не дає можливості відрізнити за даними методу електрометрії водоносні шари і прошарки від пластів, насичених вуглеводнями. Радиоактивні методи ГДС (гаммакаротаж – ГК, нейтронний гаммакаротаж – НГК), кавернометрія, газовий каротаж та інші також не завжди однозначно виділяють продуктивні інтервали навіть при їх комплексній інтерпретації.

Найбільш інформативним серед вказаних способів при виділенні продуктивних шарів і прошарків при бурінні свердловин вважається газовий каротаж.

Газовий каротаж – це реєстрація відсоткового вмісту вуглеводневих газів у промивальній рідині (зазвичай це глинистий розчин), що виходить із свердловини при бурінні.

Газовий каротаж дуже добре описаний у багатьох підручниках, наприклад, в [1], а також в інших літературних джерелах.

Та газовий каротаж має дуже суттєві недоліки.

1. Для проведення газового каротажу при бурінні свердловини необхідне цілодобове чергування спеціалістів на буровій, які обслуговують роботу складної газокаротажної станції. Це значно впливає на кошті буріння свердловини.

2. На газокаротажній діаграмі газоносні шари і прошарки чітко не відбиваються, якщо свердловиною вже були пройдені шари і прошарки з наявністю вуглеводнів, особливо газу.

3. У глинистому розчині, що входить в свердловину, може бути газ внаслідок неповного його очищення в процесі руху по жолобах і у відстійнику на поверхні. Газ може бути також в глинах, із яких був приготовлений глинистий розчин.

4. В глинистий розчин часто необхідно штучно додавати нафту при розкритті продуктивних горизонтів і у випадках аварій.

5. Якщо в глинистий розчин потрапив водень ( $H_2$ ) або сірчаний водень ( $H_2S$ ) із порід, в яких буриться свердловина, то на газокаротажних діаграмах спотворюється інформація, бо  $H_2$  і  $H_2S$  у приладі газокаротажної станції горять при тих же температурах, що і вуглеводні.

Методика виділення продуктивних шарів і прошарків, що пропонується, виключає вказані недоліки. Вона полягає у визначенні зміни величини коефіцієнта набухання глинистого матеріалу у шлам, тобто уламків вибуреної породи, що обов'язково виноситься глинистим розчином при бурінні свердловини. Відомо, що без виносу шламу промивальною рідиною на поверхню не може здійснюватися буріння свердловин. Тому відбір шламу не потребує будь-яких витрат коштів. За даними дослідження шламу в міру буріння геологічною службою поступово будуються на буровій літологічний та стратиграфічний розрізи свердловин.

За нашою методикою, крім побудови розрізів свердловин за шламом, здійснюється визначення коефіцієнтів набухання ( $K_{наб}$ ) глинистого матеріалу в уламках шламу, що виноситься промивальною рідиною на поверхню і вираховується за рівнянням

$$K_{наб} = (V_n - V_c) / V_c,$$

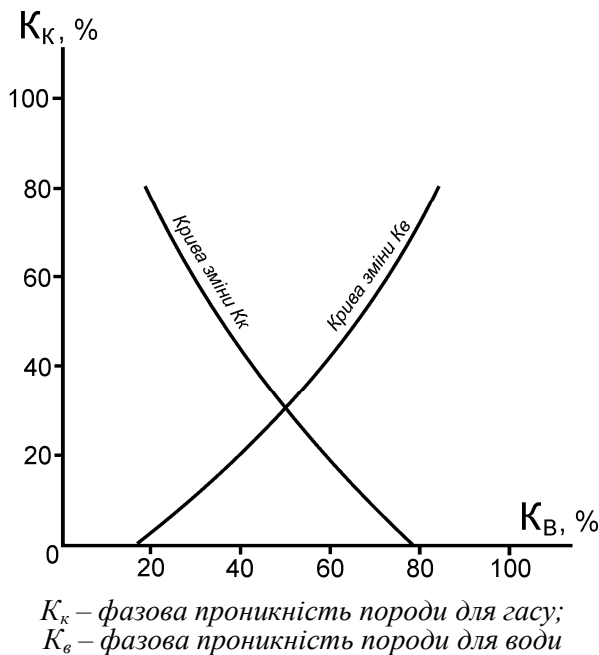
де:  $V_n$  – об'єм набухшої породи, в  $см^3$ ;

$V_c$  – об'єм сухої породи, в  $см^3$ .

Визначення  $K_{наб}$  може проводитись в лабораторних умовах, а також безпосередньо на буровій за допомогою електричних сушильних шаф. Спочатку проба шламу кладеться в ємність з водою (за мінералізацією пластів вод в даному районі) для насичення на термін, доки вага проби не буде змінюватись, відтак проба шламу висушується у сушильній шафі також до постійної ваги.

Відомо, що при проникненні води в пори будь-якої породи фазова проникність її для вуглеводневих сполук зменшується і при певній кількості води, що проникла в породи, фазова проникність для вуглеводнів стає рівною нулю. Навпаки, при зменшенні фазової проникності для води фазова проникність для вуглеводнів (нафти або газу) збільшується, і при певній її величині фазова проникність для води буде до-

рівнювати нулю. В даному випадку в колекторі можуть існувати і рухатись тільки вуглеводневі сполуки. На рис. 1 вказана закономірність ілюструється графічно за [1, с. 142].



$K_k$  – фазова проникність породи для газу;  
 $K_v$  – фазова проникність породи для води

**Рисунок 1** — Зміна фазової проникності для газу в міру зміни фазової проникності для води за [1, с. 42]

Шляхом дослідження глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину нами встановлено, що вказаний ефект чітко проявляється і у глинистих породах. А у зв'язку з тим, що глини при проникненні в них води більше ніж інші породи схильні до набухання, шляхом дослідження зміни коефіцієнта набухання в розрізах свердловин, що буряться в глинистих товщах нафтогазоносних регіонів, можна визначити шари і прошарки, що насичені не водою, а вуглеводневими сполуками.

Наш метод [2] передбачає побудову графіка зміни  $K_{наб}$  в міру буріння свердловини. Зменшення значень  $K_{наб}$  в глинистій товщі вказує на перспективність у нафтогазоносному відношенні того чи іншого інтервалу в розрізі свердловини. Це особливо важливо при пошуках і розвідці нафтогазоносних шарів і прошарків на малих і середніх глибинах, бо за наявності в породі прісної або слабомінералізованої води, що дуже часто зустрічається на малих і середніх глибинах так званих зон аерації (іноді це зустрічається і на великих глибинах, якщо води конденсаційного походження), в глинистих відкладах вказані шари і прошарки на електрокаротажних діаграмах ГДС не відрізняються від нафтогазоносних шарів і прошарків внаслідок високих електричних опорів прісних і слабомінералізованих вод. Наші дослідження засвідчили, що відрізнити в таких випадках газоносний або нафтоносний шар від водоносного можна за даними коефіцієнтів набухання, величини яких чітко зменшуються в інтервалах, де

піщано-глинисті породи насичені вуглеводневими сполуками.

Підтвердження викладеного вище ілюструється рисунком 1 та таблицею 1, де наводиться порівняння даних ГДС (стандартного електрокаротажу, кавернометрії, радіоактивного каротажу) з даними визначення величин коефіцієнта набухання ( $K_{наб}$ ), а також з результатами інтерпретації діаграм ГДС, і що головне, з фактичними даними, одержаними при випробуванні свердловини №55-Залужани, яка розкрила глинисту товщу неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Із таблиці 1 (числові значення  $K_{наб}$  відібраного нами шламу із свердловини №55-Залужани визначалися І.Б.Губичем в УкрДГРІ) і рисунка 2 видно, що  $K_{наб}$  всюди зменшується в інтервалах газоносних шарів до величини 4 і навіть 3, і збільшується в інтервалах водонасичених шарів до величини 5-6 і навіть більше. Це спостерігається у водоносному інтервалі 1806-1810 м, де величина коефіцієнта набухання порівнюється з результатами інтерпретації ГДС, які проведені Карпатською геофізичною експедицією (м. Івано-Франківськ), у водоносних інтервалах 2320-2327 м, 2370-2375 м та 2415-2420 м, де величина  $K_{наб}$  порівнюється з результатами інтерпретації ГДС і підтверджується результатами випробування свердловини після перфорації обсадної колони.

Газоносні пласти в розрізі свердловини №55-Залужани за даними  $K_{наб}$  чітко виділяються в інтервалах 1750-1754м, 1764-1774м, 1903-1915м, 1930-1940м, 1980-1993м, 2090-2100м та 2130-2140м (в цих інтервалах величина  $K_{наб}$  порівнюється з результатами інтерпретації ГДС) та в інтервалах 2430-2440м, 2451-2460 і 2500-2510м, де вони порівнюються з результатами інтерпретації ГДС і підтверджуються результатами випробування свердловини. Причому серед інтервалів, що були випробувані, величини  $K_{наб}$  (тобто за запропонованим способом) точніше дають відповідь про можливу газонасиченість шарів порід в інтервалах 2451-2460м та 2500-2510м, ніж газовий каротаж, а також і електрометрія та радіоактивний каротаж. Цікаво, що в цих інтервалах дані про  $K_{наб}$  найкраще узгоджуються з даними кавернометрії в зв'язку з відсутністю в цих інтервалах каверн і відносного зменшення діаметра свердловини. Це має місце там, де збільшується піскуватість глин, що призводить до інфільтрації із глинистого розчину водної фази в породи, а на поверхні стінок свердловини відкладається глиниста кірка. Але, за нашою методикою, у вказаних інтервалах зменшення величини  $K_{наб}$  вказує на можливу газонасиченість тут порід, що підтверджується результатами випробування.

Висновки про збільшення величин коефіцієнтів  $K_{наб}$  в інтервалах газоносних пластів в розрізі свердловини № 55-Залужани, що є основною методу, перевірялись і в інших свердловинах, що пробурені в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, де в газоносних пластах фіксувалось зменшення величин  $K_{наб}$ .

Визначення коефіцієнтів набухання глинистих порід в шламі не потребує додаткових суттєвих коштів.

Метод визначення нафтогазоносних шарів в розрізах свердловин за даними коефіцієнтів набухання глин може застосовуватися як самостійно (при бурінні свердловин при підготовці перших висновків), так і при виробі остаточних заключень в комплексі з результатами інтерпретації даних ГДС.

### Література

1. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – С. 35-40, 142.
2. Орлов О.О., Бенько В.М., Локтев А.В., Омельченко В.Г., Губич І.Б. Спосіб визначення нафтогазоносних шарів в розрізах свердловин за даними коефіцієнтів набухання глин: Патент. – К.: Держкомітет інтелектуальної власності, 2003. – 4 с.

УДК 681.5.015.3:622.24.054.2

## АНАЛІЗ ВПЛИВУ НЕЛІНІЙНОСТІ МЕХАНІЧНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДИЗЕЛЬНИХ АГРЕГАТИВ НА ТОЧНІСТЬ КОНТРОЛЮ КРУТИЛЬНОГО МОМЕНТУ НА ЇХ ВАЛІ

С.М.Бабчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,  
e-mail: public@ifdtung.if.ua

*Установлены параметры, которые влияют на адекватность косвенного контроля крутящего момента на коленчатом вале дизельных агрегатов типа В2-450 и величины этих влияний, а также возможные пути уменьшения данных отрицательных влияний.*

*The parameters are established which influence adequacy of the indirect control of the twisting moment on the shaft of diesel units such as V2-450 and size of these influences, and also possible ways of reduction of the given negative influences.*

Україна належить до країн з дефіцитом власних природних енергетичних ресурсів. Протягом 1997-2000 років потреба у нафті за рахунок власного видобутку задовольнялась всього на 10-12%, у природному газі – на 22-25% [1,2]. Одним з основних шляхів підвищення енергозабезпечення нашої держави є нарощування власного видобутку нафти і газу. Національною програмою “Нафта і газ України 2010р.” передбачено збільшити обсяги буріння на газ у 2,3 рази, на нафту – у 1,87 рази, а розвідувального буріння – у 1,44 рази [3]. Очевидно, що нарощування обсягів видобутку нафти і газу неможливі без суттєвого збільшення ефективності буріння свердловин [4]. Один із шляхів вирішення даної проблеми є підвищення якості контролю технологічних параметрів буріння. Наявність достовірної інформації про процес дає змогу забезпечити підтримку оптимального режиму буріння і скорочення числа аварій [5,6].

Одним з важливих технологічних параметрів, які необхідно контролювати під час буріння, є енергетичні показники привода ротора бурової установки. Особливо актуально стоїть питання контролю даних параметрів для бурових установок з дизельним силовим приводом, адже вони складають більше половини бурових установок існуючого парку обладнання [7].

Проте наявні на даний час засоби і методи контролю енергетичних показників дизельного привода бурових установок не задовольняють вимог, які ставляться перед ними споживачами,

і унеможливають якісний контроль як даних параметрів, так і інших технологічних параметрів, що з ними пов'язані. На території України в приводі бурових установок широко застосовуються дизелі типу В2-450. З метою вирішення даної наукової проблеми був розроблений метод непрямого контролю крутильного моменту на валі дизельних агрегатів [8, 9]. Метою досліджень, описаних в даній роботі, було встановлення основних параметрів, що впливають на його адекватність, та величини цих впливів, а також можливі шляхи зменшення негативних впливів на точність контролю крутильного моменту на валі дизельних агрегатів, які використовуються в силовому приводі на бурових установках України.

Під час експериментальних і промислових досліджень встановлено, що в лінеаризованих моделях механічних характеристик дизельних агрегатів В2-450АВТ-С3 [10], які закладені в основу методу непрямого контролю крутильного моменту на колінчастому валі, методична похибка контролю змінюється залежно від зміни швидкості обертання колінчастого вала (рис. 1, табл. 1). Дана похибка відсутня при роботі дизельного агрегату з швидкістю обертання колінчастого вала 1200 об/хв, що зумовлюється тим, що при стендовій налагодці на заводі-виробнику дані дизелі відрегульовуються саме при цій швидкості обертання. Необхідно зауважити, що експлуатацію дизелів типу В2-450 рекомендовано проводити саме при швидкості 1200