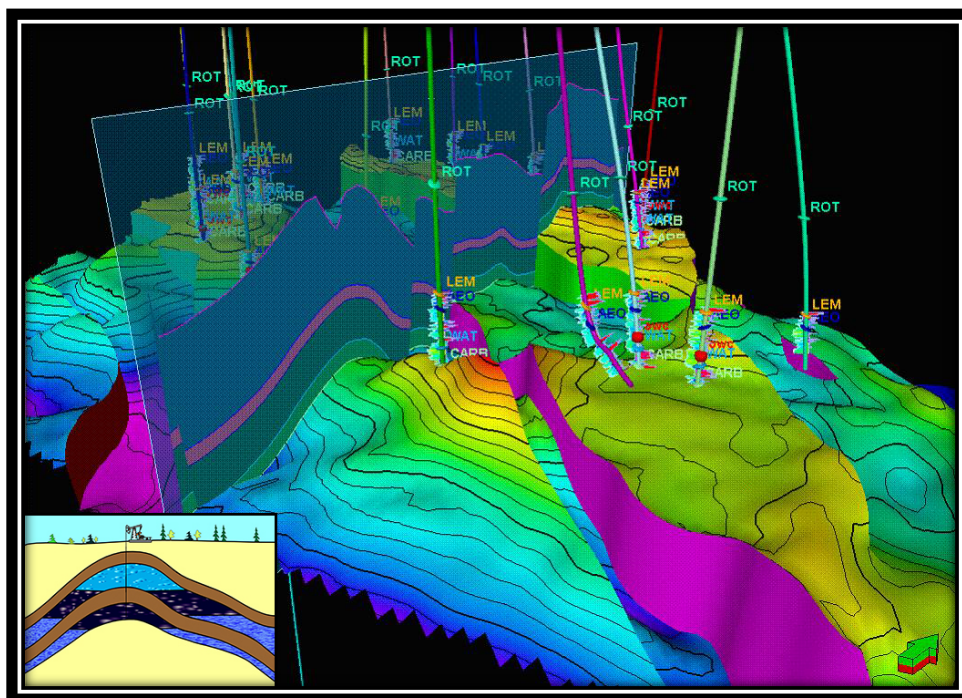


Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
Український науково-дослідний інститут природних газів



ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

МАТЕРІАЛИ

ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ

СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(м. Харків, 14–15 травня 2019 р.)

Харків
2019

УДК 553.981+553.982(082)

ББК 26.343я43

Г36

Редакційна колегія: В.А. Пересадько, д.геогр.н., проф. (голова редакційної колегії), І.М. Фик, д.техн.н., проф. (заступник голови редакційної колегії), В.Г. Суярко, д.геол.-мін.н., проф., І.В. Височанський, д.геол.-мін.н., проф., А.В. Матвеев, д.геол.н., доц., А.Й. Лур'є, д.геол.-мін.н., проф., О.В. Барташук, к.геол.н., ст.наук.співроб., О.О. Клевцов, к.геол.н., доц., Д.Ф. Донской, к.техн.н., доц., О.В. Чуєнко, зав.лаб., Я.О. Раєвський.

Адреса редакційної колегії: Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, майдан Свободи, 4, м. Харків, 61022, к. 1-37, тел. 8(057) 707-55-38, e-mail: oilandgasgeo@gmail.com.

Затверджено до друку рішенням вченої ради факультету геології, географії, рекреації і туризму Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна (протокол № 8 від 15.04.2019 р.).

Геологія нафти і газу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції студентів та аспірантів (м. Харків, 14 – 15 травня 2019 р.) / Гол. ред. колегії В.А. Пересадько. – Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2019. – 73 с.

Тексти представлено у авторській редакції. Автори несуть повну відповідальність за зміст доповідей, а також добір, точність наведених фактів, цитат, власних імен та інших відомостей.

Публікації пройшли внутрішнє рецензування.

© Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, оформлення, 2019

З М І С Т

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

Калашник І.В. КОМПЛЕКС ФОРАМІНІФЕР ТУРОНСЬКОГО ЯРУСУ ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ.....	5
Чан Нгок Хай Чіеу ВЫБОР СПОСОБА ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ ВТОРОГО СТВОЛА В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ.....	9
Фик І.М., Варавіна О.П., Раєвський Я.О. ЩОДО МОЖЛИВОСТІ САЙКЛІНГ-ПРОЦЕСУ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ.....	15
Шендрік О.М. ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ В РОЗРОБЦІ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ.....	20
Ali AlDelbany ACIDIZING.....	22
Mohamed S.Hassan IMPLEMENTATION OF NODAL ANALYSIS IN PIPESIM TO SOLVE THE LIQUID LOADING ISSUES AT MATURE FIELDS.....	24

СЕКЦІЯ 1

НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ

Ндуку Ннамді Джостін ДЕПАРАФІНІЗАЦІЯ СВЕРДЛОВИН ТА НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ.....	26
Пономаренко В.В. ТЕХНОЛОГІЧНІ СХЕМИ ОБВ'ЯЗКИ НАЗЕМНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ГИРЛА СВЕРДЛОВИНИ, ЗАКІНЧЕНОЇ БУРІННЯМ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРОПІСКОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ.....	31
Романова В.В., Сафаа Тхарват ВУЗЛОВИЙ АНАЛІЗ СИСТЕМИ «ВИБІЙ СВЕРДЛОВИНИ – ГАЗОЗБІРНИЙ ПУНКТ».....	35
Яцкевич О.О. РОЛЬ МІКРООРГАНІЗМІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ.....	43

СЕКЦІЯ 2
РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Буданцев В.В. ВИЯВЛЕННЯ УМОВНО-САМОСТІЙНИХ БЛОКІВ В МЕЖАХ ПІВДЕННОЇ ЧАСТИНИ МЕДВЕДІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	46
Бурлакова А.С. МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ГАЗУ НА ПРИКЛАДІ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ ЗАХІДНО-ДРОБИШІВСЬКОЇ ПЛОЩІ.....	49
Вакуленко Д.М. ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ ЗАБОЮ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	52
Варавіна О.П. ВПЛИВ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВ НА ГАЗО- І КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ.....	56
Раєвський Я.О. ЛІТОЛОГО-ФАЦІАЛЬНИЙ АНАЛІЗ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ А-8 КОБЗІВСЬКОГО-ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ГКР).....	62
Федчун Г.С. ЛІТОЛОГІЧНІ І ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ОСОБЛИВОСТІ КЕМБРІЙСЬКИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ, РОЗКРИТИХ СВЕРДЛОВИНАМИ БУЧАЧ-1 І ЗАЛІЗЦІ-1 (ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ).....	66
Шендрик О.М., Шендрик Д.О. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ГЕОТЕРМАЛЬНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ.....	69

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

КОМПЛЕКС ФОРАМІНІФЕР ТУРОНСЬКОГО ЯРУСУ ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ

І.В. Калашник, студентка
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
(кер. д.геол.н. А.В. Матвеев)

Анотація. У роботі представлені результати вивчення залишків форамініфер з території північно-східної частини Волино–Поділля. Була проаналізована розповсюдженість комплексів форамініфер у часі та по площині. Використовані авторські знімки раковин форамініфер для дослідження. Встановлена належність форамініфер до туронського ярусу.

Ключові слова: форамініфери, Волино–Поділля, верхньокрейдові відклади.

Верхньокрейдові відклади північно-східної частини Волино–Поділля мають велике площинне поширення. Оскільки макрофауна зустрічається досить рідко, то визначити вік відкладів дуже складно. Це можна зробити тільки за допомогою мікрофауни. Зокрема, ми вивчали форамініфери.

Актуальність роботи полягає у тому, що вивчення форамініфер:

- має велике значення для розробки детальної стратиграфії, місцевої, міжрегіональної і субглобальної кореляції;
- є дешевим методом встановлення віку;
- дозволяє встановити умови басейну осадонакопичення: глибина, солоність, температура.

Для дослідження були взяті форамініфери, оскільки вони є керівними для визначення віку.

Мета роботи: дослідити можливість використання форамініфер для встановлення віку відкладів.

Завданням моєї роботи було: засвоїти методику визначання форамініфер; визначити комплекси форамініфер; проаналізувати їх розповсюдженість у часі та по площині.

У роботі представлені результати вивчення залишків форамініфер з цієї території. Дані дослідження будуть корисні для картування місцевості.

Форамініфери відносяться до типу раковинних одноклітинних організмів з групи протистів, що мають зовнішній скелет.

На території Волинської області верхньокрейдові форамініфери майже не вивчені. Першою великою узагальнюючою працею за форамініферами крейди України став палеонтологічний довідник «Фораминиферы мела Украины» (1979 р.), над яким працювали О.К. Карпенко–Чорноусова, Л.Ф. Плотникова, Є.С. Липник. У сучасний період вивченням верхньокрейдових відкладів Волино-Поділля займалися Я.С. Курепа, А.В. Матвєєв, І.В. Колосова, В.В. Синегубка, А.Д. Шоміна.

Матеріалом дослідження стали збори 2017 року, що проходили на сході Волинської області та заході Рівненської області. Основний матеріал отримано по свердловинах с. Костюхнівка, с. Галузія, с. Маневичі, с. Стар. Чарторийськ, с. Заболот'є.

З цієї території форамініфери досліджувались звичайними методами за допомогою оптичного мікроскопу. Хоча ці методи є дешевими, проте не надійні. Це призводило до деякої неточності в їх визначення. Для того, щоб надійно діагностувати види необхідні електронно-мікроскопічні зображення форамініфер. Саме тому у своїх дослідженнях я досліджувала форамініфери як за допомогою оптичного мікроскопа МБС-9 та і електронного мікроскопа VEGA3. Це дає змогу встановити не тільки загальну морфологію, а й деталі будови, що, в свою чергу, дає можливість точно визначити вид.

Геоструктурно район досліджень розташований у північно-східній частині Волино-Подільської плити (Західний схил УЩ) Східноєвропейської платформи. Верхньокрейдові відклади представлені кампанським, сантонським,

коньякським, туронським і сеноманським ярусами. Відклади турону є найпоширенішими в північно-східній частині Волино-Поділля. [1].

У вивченому інтервалі було встановлено 29 видів форамініфер. В середньому на одну пробу припадає 6-9 форамініфер доброї збереженості. Найбільш розповсюджені представники родини Globorotaliidae менш розповсюджені Discorbidae. Інші родини представлені кількома екземплярами, проте ці види є важливими для аналізування розповсюдженості їх по площині.

Стратиграфічне поширення. Попередніми дослідниками було встановлено, що для Волино-Поділля вид *Marginotruncana pseudolinneiana* характерний для нижнього-нижньої частини верхнього турону (Рис. 1). Виходячи з цього, можна зробити висновок, що цей вид продовжує палеогеографічну зону та може бути використаний на цій території в якості виду-індексу інтервал зони *Marginotruncana pseudolinneiana*, а також було встановлено, що ця зона корелює з зоною *Helvetoglobotruncana helvetica*. Це надає можливість більш ширшої кореляції.

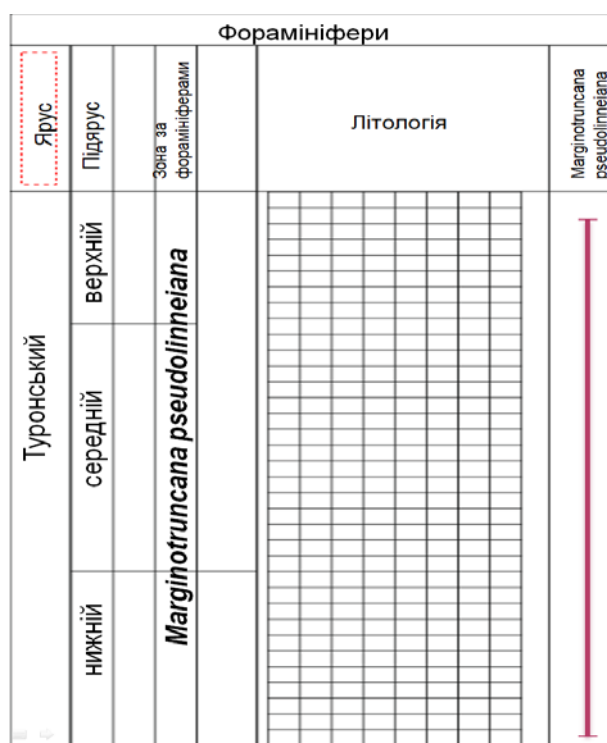


Рис. 1. Стратиграфічне поширення виду *Marginotruncana pseudolinneiana*.

Види широкого стратиграфічного розповсюдження, характерні для цієї зони: *Lenticulina secans*, *Neoflabellina rugosa*, *Nodosaria aspera* [2].

Аналізуючи комплекс планктонної асоціації, можна сказати, що вивчена територія відносилася до мілководного моря. Характерний набір планктонних форм із тонкою шипуватою стінкою та вираженою скульптурою, а також зниження кількості видів із лівим навиванням камер характерний для холодних водойм [2].

Отже. Вивчення палеонтологічних залишків форамініфер дозволяє більш точно встановити вік відкладів, визначити їх палеогеографічну приналежність.

Електронна мікроскопія виправдала себе. Використання електронного мікроскопу дуже важливо при дослідженні форамініфер. Це надало можливість більш детально розглянути їх морфологію, більш точно визначити видове найменування.

Наявність характерних видів – індексів інтервал зони *Marginotruncana pseudolinneiana*, надало можливість встановити наявність цієї зони. Аналізування видів широкого стратиграфічного розповсюдження, характерних для турону, допомогло встановити палеогеографічні умови туронського басейну.

Список використаних джерел: 1. Курена, Я.С. Стратиграфія і двостулкові молюски верхньокрейдових відкладів північно-східної частини Волино-Поділля [Текст] / :автореф. дис. докт. геол.-мин. наук : спец. 04.00.09 / Я.С. Курена; [Інститут геологічних наук НАН України] . – Львів, 2018. – С.12 – 110. 2.Матвеев, А. В. Палеонтологічна характеристика туронських відкладів західного схилу Українського щита [Текст] / А.В. Матвеев, І.В. Колосова, Я.С. Курена, В.В. Синегубка, А.Д. Шоміна //Вісник ХНУ. –2017. - С.2 – 11.

ВЫБОР СПОСОБА ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ ВТОРОГО СТВОЛА В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ

Чан Нгок Хай Чиену, студент
Национальный технический университет
«Харьковский политехнический институт»
(рук. к.т.н., Рымчук Д.В.)

Аннотация. В данной статье рассмотрен принцип действия и основные элементы винтовых забойных двигателей, факторы, влияющие на создание забойного гидравлического двигателя, условия оптимальной работы кинематической пары «ротор-статор» объемной гидромашины. Также рассмотрены конструктивные параметры, влияющие на энергетические характеристики и гидравлические потери винтовых забойных двигателей.

Ключевые слова: винтовой забойный двигатель, ротор-статор, долото, вращательный момент, частота вращения, рабочие органы, рабочие камеры.

Введение. Первым нашедшим промышленное применение объемным двигателем для бурения является винтовой героторный гидродвигатель, представляющий собой обращенный насос Муано, относящийся к планетарно-роторному типу гидромашин.

По принципу действия различают гидравлические двигатели объемного (гидростатического) типа и гидродинамические двигатели.

Объемные двигатели действуют от гидростатического напора в результате наполнения жидкостью рабочих камер и перемещения вытеснителей – рабочего органа, непосредственно совершающего работу под действием давления жидкости, как правило, бурового раствора.

Основными конструктивными элементами винтового забойного двигателя являются (рис. 1):

- статор – корпус с полостями, примыкающими по концам к камерам высокого и низкого давления;
- ведущий ротор – винт, вращающий момент которого передается исполнительному механизму;

•замыкатели винтовой поверхности, предназначенные для герметизации рабочих органов и предотвращения перетекания жидкости из камеры высокого давления в камеру низкого давления.

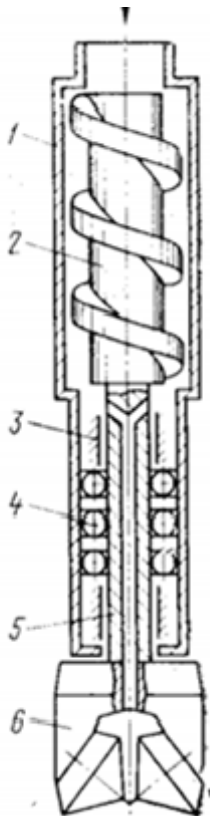


Рис. 1. Упрощенная схема забойного винтового двигателя: 1 – статор; 2 – винтовой ротор; 3 – радиальная опора; 4 – осевая опора; 5 – выходной вал; 6 – породоразрушающий инструмент

Конструкция и принцип действия.

Статор 1 имеет до десяти внутренних винтовых зубьев левого направления, выполненных на обкладке из эластомера, привулканизированного к расточке корпуса.

Ротор 2 на наружной поверхности которого нарезаны девять винтовых зубьев левого направления, выполняется из коррозионно-стойкой стали или из конструкционной стали с хромированием зубьев. Ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба. Активная длина рабочих органов двигателя Д2-172М составляет 1400 мм.

Сравнение энергетических характеристик турбобуров и винтовых двигателей показывает, что одним из важнейших энергетических параметров, характеризующих турбобур и в значительной степени предопределяющих его эксплуатационные качества, является величина вращающего момента. На протяжении всей истории развития конструкций забойных двигателей важнейшим являлось создание условий для увеличения вращающего момента на выходном валу забойного двигателя. В то же время вращающий момент винтового двигателя в рабочем режиме теоритически не зависит от частоты вращения выходного вала n , что позволяет эффективно использовать гидравлическую мощность насоса, достигая необходимого отношения M/n .

Сравним выходные параметры отечественных турбобуров [1] и отечественных и зарубежных винтовых двигателей [2, 3, 4], пересчитанные на одинаковый расход жидкости (табл. 1, рис. 2). Под моментностью забойного двигателя (\bar{M}) понимается вращающий момент, развиваемый двигателем, отнесенный к единице длины L и единице его диаметра D :

$$\bar{M} = M \cdot 10^2 / LD .$$

Удельной мощностью забойных двигателей считается эффективная мощность N_e , отнесенная к единице массы двигателя G :

$$\bar{N} = N_e / G$$

Таблица 1.

Технические характеристики турбобуров и винтовых двигателей

Типоразмер двигателя	Q, л/с	P, МПа	M, Н·м	n, об/мин	N _e , кВт	кпд, %	L, мм	M/n	\bar{M}	\bar{N}	G, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Д1-195	35	5,5	5500	113	64	34	6235	49	45	0,06	1090
«Дайна-Дрилл» 7 $\frac{3}{4}$	35	2,2	1250	435	56	74	6400	3	10	0,06	1000
ЗТСШ1-195	35	5	1900	450	88	51	25900	4	4	0,02	4740
ЗТСШ1-195ТЛ	35	2,3	1370	360	42	53	25900	4	3	0,01	4325
А7Ш	35	11,3	2650	600	163	42	17430	4	8	0,05	3135

А7ГТШ	35	10,9	2650	375	102	27	25130	7	6	0,02	4400
Д2-172М	25	5,4	3570	144	53	40	6900	25	30	0,07	770
«Дайна-Дрилл» 6 $\frac{1}{2}$	25	3,7	940	570	55	61	7345	2	8	0,06	880
«Нэви-Дрилл» 6 $\frac{3}{4}$	25	4,1	1940	400	80	79	9360	5	12	0,07	1130
ЗТСШ1-172	25	9	1800	630	116	53	25800	3	4	0,03	3529
А6Ш	25	6,7	110	590	66	41	17050	2	4	0,03	2065
А6ГТШ	25	7,8	1300	405	54	28	24180	3	4	0,02	2910
Д-127	15	5	1200	250	31	42	4500	4,8	21	0,1	300
«Дайна-Дрилл» 5”	15	1,6	510	357	19	79	7280	1,4	6	0,04	480
«Нэви-Дрилл» 4 $\frac{3}{4}$	15	4,2	560	728	42	68	6200	0,7	7	0,09	450
ТС4А-127	15	7,8	550	925	52	45	14300	0,6	3	0,05	1000
ТС4А-104,5	7	3,5	120	766	9	39	13180	0,2	1	0,01	665
Д-85	7	3,5	400	280	11	48	3160	1,4	15	0,12	90
«Дайна-Дрилл» 3 $\frac{7}{8}$	7	3	420	466	20	93	5850	0,9	8	0,09	220
«Нэви-Дрилл» 3 $\frac{3}{4}$	7	3,2	270	544	15	68	6200	0,5	4	0,04	350
Д1-54	2,5	5	100	600	6	50	2000	0,17	9	0,24	25
«Дайна-Дрилл» 2 $\frac{3}{8}$	2,5	6,8	64	1870	12	74	2960	0,03	4	0,27	45
«Нэви-Дрилл» 1 $\frac{3}{4}$	2,5	2,3	25	200	3	54	2800	0,02	2	0,05	60

Сопоставление подсчитанных величин \bar{M} , \bar{N} и M/n показывает следующее:

1. Серийные турбобуры типа ТСШ, АШ, АГТШ диаметром 172-195 мм характеризуются диапазоном отношений вращающего момента к частоте вращения выходного вала $M/n = 2/7$.

Многозаходные винтовые двигатели типа Д тех же диаметров имеют параметр M/n на порядок выше – в этих машинах $M/n = 25/49$.

Винтовые двигатели типа «Дайна-Дрилл» и «Нэви-Дрилл», имеющие рабочие органы с кинематическим отношением 1:2, по параметру M/n занимают среднее положение между многозаходными винтовыми двигателями и турбобурами. Таким образом, по энергетической характеристике требованиям современного бурения наиболее удовлетворяют винтовые двигатели типа Д.

2. Винтовые двигатели обладают большей моментностью \bar{M} , чем турбобуры (рис. 2, б). Благодаря этому можно конструировать винтовые двигатели меньших диаметров по сравнению с турбобурами, что позволяет увеличить коэффициент просвета.

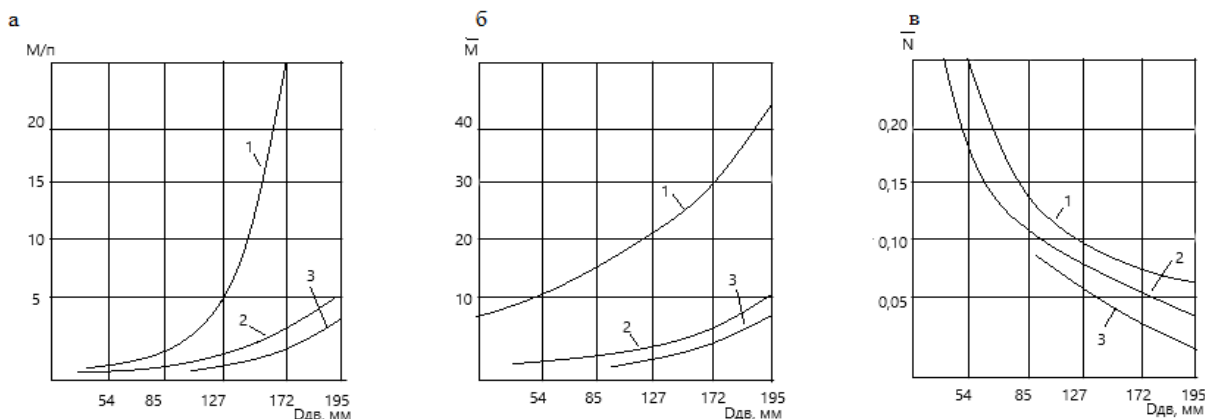


Рис. 2. Графики сравнительных энергетических характеристик винтовых двигателей и турбобуров: 1 – винтовые двигатели типа Д; 2 – винтовые двигатели «Дайна-Дрилл»; 3 – турбобуры типа ТС.

Наблюдается тенденция к улучшению показателей моментности винтовых двигателей по сравнению с аналогичными показателями турбобуров по мере уменьшения номинальных размеров двигателей. Многозаходные винтовые двигатели характеризуются максимальным уровнем моментности.

3. Из всех типов сравниваемых гидравлических двигателей наибольшей удельной мощностью \bar{N} обладает многозаходные винтовые двигатели.

Показатели N всех типов двигателей растут по мере уменьшения диаметральных размеров (рис. 2, в).

4. Наибольшим к.п.д. характеризуются винтовые двигатели, имеющие рабочие органы с кинематическим отношением 1:2, к.п.д. многозаходных винтовых двигателей не меньше, а в ряде случаев больше к.п.д. турбобуров.

Перспективным направлением исследования винтовых забойных двигателей является моделирование параметрических полей скоростей бурового раствора, давления, параметров турбулентности в силовой камере [5, 6].

На основании приведенных данных можно сделать вывод, что наиболее оптимальной энергетической характеристикой обладают отечественные многозаходные винтовые двигатели.

Список использованных источников: 1. Балденко Д. Ф., Винтовые гидравлические машины.- Машины и нефтяное оборудование, 1979. – 224 с. 2. Балденко Д. Ф., Гусман М.Т. Семенец В.И. Испытания забойных винтовых двигателей в глубоком бурении. – Нефтяное хозяйство, 1976. – 15 с. 3. Балденко Д.Ф., Зорин В. Н. Исследование вопроса влияния зазора и натяга в рабочих органах одновинтового насоса на его характеристику. – Машины и нефтяное оборудование, 1968. – 18 с. 4. Кончев А.М., Захаров Ю. В., Никомаров С. С. Некоторые особенности рабочего процесса винтового забойного двигателя. – Машины и нефтяное оборудование, 1979. – 21 с. 5. V. Biletsky. Examining the current of drilling mud in a POWER SECTION of the screw down-hole motor / V. Biletsky, V. Vitryk, Y. Mishchuk, M. Fyk, A. Dzhus, Yu. Kovalchuk, T. Romanyshyn, A. Yurych/ Eastern European Journal of Enterprise Technologies. 2/5 (92), 2018. p. 41-48. 6. MODELING OF THE POWER SECTION OF DOWNHOLE SCREW MOTORS Author(s): Biletskyi, V (Biletskyi, V.); Landar, S (Landar, S.); Mishchuk, Y (Mishchuk, Yu) Source: MINING OF MINERAL DEPOSITS Volume: 11 Issue: 3 Pages: 15-22 DOI: 10.15407/ mining11.03.015 Published: 2017 Accession Number: WOS:000426091500002 <https://doi.org/10.15407/mining11.03.015>

ЩОДО МОЖЛИВОСТІ САЙКЛІНГ-ПРОЦЕСУ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

І.М. Фик, викладач-стажер

О.П. Варавіна, аспірант

**Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»**

Я.О. Раєвський, інженер

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

(кер. проф., д.т.н. І.М.Фик)

Анотація. В роботі розглянуто питання використання системи підтримання пластового тиску, шляхом закачування відсепарованого сухого газу в газоконденсатний поклад. Показано варіанти часткового сайклінг-процесу та сайклін-процесу з підтриманням пластового тиску до початку розробки з метою попередження випадіння конденсату в пласті та при вибійній зоні. Надана пропозиція обмеження щодо пониження пластового тиску при частковому сайклінг-процесі.

Ключеві слова: сайклінг-процес, пластовий тиск, газоконденсатне родовище, пізня стадія розробки.

З теорії і практики розробки газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату відомі наступні види розробки покладів з підтриманням пластового тиску: повний сайклінг-процес; частковий сайклінг-процес; ступінчатий сайклінг-процес; сайклінг-процес з підніманням пластового тиску до початку розробки.

Наведені види сайклінг-процесу відрізняються режимами розробки:

- При постійному пластовому тиску, із повною зворотною закачкою газу в пласт;
- При частковому відборі газу і пониженні пластового тиску;
- При ступінчатому пониженні пластового тиску і чергуванні сайклінг-процесу і виснаження;
- При підніманні пластового тиску в покладі до початку сайклінг-процесу;

- Можлива комбінація наведених режимів розробки газоконденсатних покладів з використанням сайклінг-процесу.

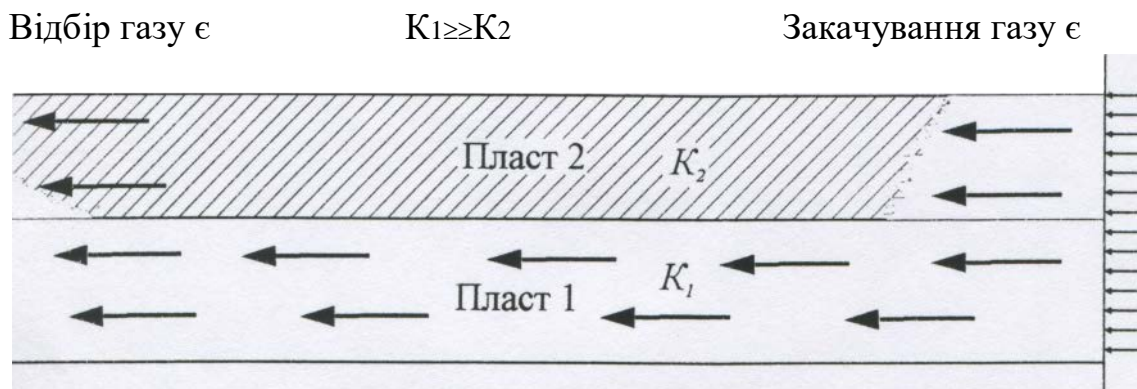
При повному сайклінг-процесі весь газ який від сепарований (сухий) повністю закачується в пласт і навіть може додаватись «чужий» газ для компенсації долі газу за рахунок відбору конденсату.

Частковий сайклінг-процес може мати кілька модифікацій:

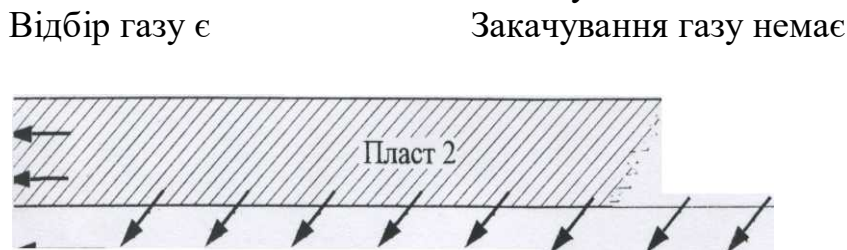
- з попереднім відбором газу з розробкою на виснаження і переведенням в режим сайклінг-процес;

- з одночасним відбором газу споживачеві і закачкою сухого газу в пласт з постійним пониженням пластового тиску.

Ступінчатий сайклінг-процес передбачає чергове використання сайклінг-процесу і виснаження з метою забезпечення витіснення сирого газу в високо проникні пласти із сухим газом пластового газу з високим вмістом конденсату в зони охоплення сайклінг-процесом (рис.1).



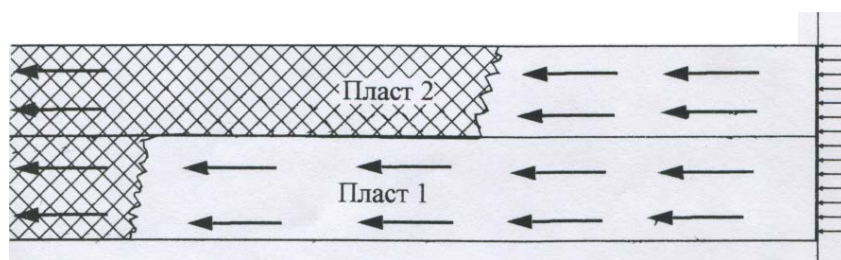
а- проведення сайклінг-процесу в обох контактуючих пластах



б- розробка обох пластів на виснаження експлуатаційними свердловинами і забезпечення площинного перетікання газу з низько проникного у високо проникний пласт

Відбір газу є

Закачування газу є



в-повторний сайклінг-процес після розробки на виснаження

Рис. 1. Схема розробки двох рівнопроникних газодинамічно контактуючих пластів шляхом перетікання газу, насиченого конденсатом, з низькопроникного пласта (2) у високопроникний пласт (1), де пройшло заміщення сирого газу сухим, з наступним повторним використанням сайклінг-процесу.

Сайклінг-процес з підніманням пластового тиску забезпечує попередження випадіння конденсату в при вибійних зонах і на вибоях свердловин за рахунок регулювання вибійного тиску на рівні тиску початку конденсації.

На рисунку 2 показано початкові і підвищені пластові тиски і характер депресійної воронки при розробці пласта.

Таким чином за таким способом розробки виключається випадіння конденсату в пласт. Однак, при частковому сайклінг-процесі виникає питання до якої величини слід понижати пластовий тиск з технологічної точки зору.

Відповідь на це питання слід шукати в характері кривої потенційного вмісту конденсату для родовищ з високим початковим вмістом конденсатом понад 250 г/м^3 .

Розглянемо криву потенційного вмісту конденсату для горизонту К-1-2 Розпашівського ГКР (рис. 3).

Очевидно, якщо родовище розроблялось на виснаження, то випавший конденсат після досягнення значень P_{max} почне випаруватись в недонасичений газ, причому у зворотньому порядку до його випадіння.

Аналіз рисунку 3 показує, що ретроградна конденсація і послідуєuche випаровування будуть проходити в зоні $P_{\text{фонт}} - P_{\text{ксп}}$ (кінець сайклінг-процесу), при цьому випавший конденсат в зворотньому порядку буде випаровуватись в

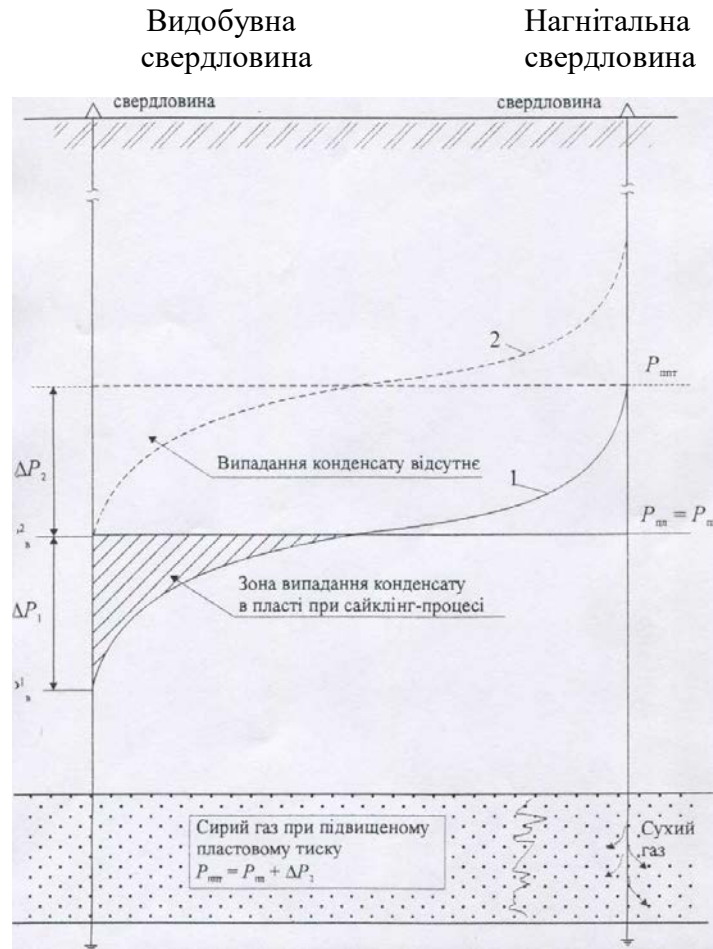


Рис. 2. Схема розподілу тиску між видобувними і нагнітальними свердловинами: крива 1-при звичайному сайклінг-процесі; крива 2-при сайклінг-процесі після підняття пластового тиску.

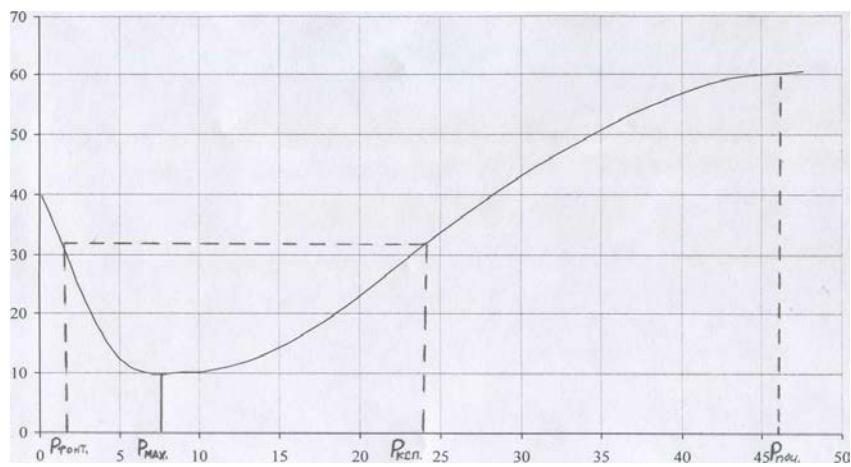


Рис. 3. Динаміка вмісту вуглеводнів C5 в пластовому газі горизонту К-1-2 Розпашнівського газоконденсатного родовища (св. 4 інтервали перфорації 4260-4247, 4151-4136, 4061-4037м)

недонасичений газ. Щодо кількості випавшого конденсату, то його цілком вистачить для повторного насичення газу до його значення при $P_{\text{ксп}}$ конденсації.

Таким чином очевидно, що частковий сайклінг-процес слід обмежувати

тиском $P_{\text{ксп}}$ при $q_{\text{конд}}$ рівному значенню лівої гілки при $P_{\text{фонт}}$ близької до тиску забезпечення фонтану. Наведені в тезах види сайклінг-процесів використовувались в Україні на Новотроїцькому, Тимофіївському, Котелевському та Куличихінському родовищах в непроектних стохастичних варіантах в умовах практичної їх розробки. Аналіз цих родовищ з точки зору повноти використання видів сайклінг-процесу дозволить в майбутньому суттєво підвищити коефіцієнти газо- і конденсатовилучення з газоконденсатних родовищ України при їх розробці з підтримуванням плаского тиску.

В даний час сайклінг-процес на пізній стадії розробки можна реалізувати на Розпашнівському ГКР враховуючи високий відновлений вміст конденсату в пластовому газі, тиск в якому, значно нижчий за тиск максимальної конденсації. При цьому дожимнокомпресорна станція може бути використана як нагнітальна.

Список використаних джерел: 1. Резуненко В. И., Борисовец И. И., Остапенко А. Ф. и др. Сайклінг-процесс на Новотроїцьком месторождении // Газовая промышленность. - 1993. - № 11. - С. 12 - 14. 2. Фык И. М. К вопросу охвата вытеснением при сайклінг-процессе // Нефтяная и газовая промышленность. - 1991. - № 3. - С. 33-34. 3. Григорьев В. С. Обоснование методики расчета дополнительной добычи конденсата и эффективности сайклінг-процесса на Котелевском и Тимофеевском месторождениях // Матер. 5-ї Міжнар. конф. УНГА "Нафта - Газ України-98". - Т. 2. - Полтава, 1998. - С. 42-43. 4. Григорьев В. С., Фык И. М., Артёмов В. И., Куль А. И. Перспективы разработки газоконденсатных залежей Котелевского и Тимофеевского месторождений в режиме сайклінг - подземное хранилище газа // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр. Укрнідгазу; Вип. XXV. - Харків, 1998. - С. 121-128.

ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ В РОЗРОБЦІ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Шендрик О.М., провідний науковий співробітник
Український науково-дослідний інститут природних газів
«УкрНДГаз»

Анотація. Обводнення свердловин на виснажених газоконденсатних родовищах приводить до значних виробничих фінансових витрат на обслуговування цих свердловин, втрат газу під час продувок. Запропонована технологія застосування само спінуючихся ПАР для вилучення рідини з вибою свердловин, в тому числі із застійних зон, які блокують інтервали перфорації продуктивних газоносних горизонтів.

Ключові слова: виснажені родовища, поверхнево активні речовини, ретроградна конденсація, свердловина.

На діючих, експлуатаційних свердловинах втрати газу при їх продуванні можуть перевищувати 15% добової видобутку, а на пізніх стадіях розробки родовищ втрати від викиду газу в атмосферу можуть бути ще більше. При цьому по мірі падіння пластових тисків ефективність продувок свердловин для боротьби з процесами обводнення знижується[1].

Газовидобувні підприємства, які експлуатують виснажені родовища при тенденції зниження видобутку газу несуть зростаючі витрати на експлуатацію свердловин, які обводнюються, на профілактичні та ремонтні роботи[2]. Це призводить до зниження прибутку. Крім того відкриті продувки свердловин в атмосферу вносять свій внесок у забруднення атмосфери і процеси глобального потепління. Тому розробка і впровадження енерго ресурсо зберігаючих технологій на газодобувних підприємствах є пріоритетним напрямком[3].

Одне з таких рішень - використання само спінуючихся розчинів поверхнево активних речовин (далі ПАР), які без додаткової аерації природним газом при контакті з пластовою водою формують піну. При цьому рідину із вибою свердловини, можна вилучити. Це значно зменшить процеси пластових

поглинань рідини при освоєнні та істотно зменшить витрати продувочного агенту (природного газу, азоту або стисненого повітря).

Ще однією важливою перевагою само спінюючихся ПАР є можливість освоєння застійних зон на вибої свердловин - тих зон перфорації які знаходяться нижче НКТ і блокуються пластової водою. Потрапляючи в застійні зони, ПАР формує піну з накопиченої там рідини і дозволяє почати роботи по вилученню води зі свердловини в складі піни.

В даний час ведуться роботи по складанню і випробуванню декількох рецептур таких ПАР, йде процедура патентування рецептури і технології використання само спінюючихся ПАР.

Іншим напрямком підвищення енергоресурсо ефективності можна назвати організацію енерго ефективних параметрів відбору газу на гирлі і забої свердловин. Для цього використовуються гирлові системи контролю параметрів газу і управління режимами відбору або закачування газу в свердловину (для забезпечення оптимальних параметрів на вибої, умов виносу рідини з вибою, зниження інтенсивності процесів ретроградної конденсації). Це дозволить своєчасно і якісно коригувати гирлові режими відбору газу зі свердловини, вести дистанційне пілотування (управління) роботою свердловини[4]. Для створення таких систем необхідно вже на етапі проектування передбачати трубопроводи подачі і відбору газу (в тому числі КПП) до гирла свердловини, кабелі управління і енергозабезпечення систем управління свердловиною.

Список використаних джерел: 1. Воловецький В.Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2014. – Вип. 3 (52). - С. 154–165. 2. Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища. «Нафтова і газова промисловість», 2009, № 5-6. 3. Ю. Л. Фесенко, І.М. Фик, С. В. Кривуля, О.М. Шендрик, В. І. Коцаба Особливості визначення дебетів свердловин газових та газоконденсатних родовищ пізньої стадії розробки «Питання розвитку газової промисловості України» Зб. Наукових праць № 39 УкрНДІгаз, 2011 р. 172-177 с. 4. І.М. Фик, О.М. Шендрик Підвищення видобутку газу оптимізацією термобаричних умов експлуатації свердловин. «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ» Зб. наукових праць № 4(21) ІФНТУНГ, 2006 р.

ACIDIZING

Ali AIDelbany, student
National Technical university
“Kharkov polytechnic institute”
(tut. prof. M. I. Fyk)

Abstract. The stimulation by acidizing may be done for one or two reasons: Remove the damage done during the previous operations, Stimulate the natural damage. It is important to apply the necessary equipment and reagents.

Keywords: acidizing, acid additives, stimulate.

OBJECTIVES

- increase production of a producing oil and gas wells
- increase injection in the injection wells
- enhance drainage or flood patterns in an enhanced recovery operation

The stimulation may be done for one or two reasons:

- Remove the damage done during the previous operations (if the near well bore is damaged);
- Stimulate the natural damage (increase natural low permeability).

Acidizing is a chemical stimulation of the formation (near well bore) by chemical reaction of the acid with:

- rocks and minerals;
- scale (which may build up around the near well bore in sandstone injection wells).

Acid treatment should be designed after deep studding of the formation characteristics. It can vary within a given field and most certainly with a given basin or geologic province. An improperly designed treatment or inadequate well clean up may enhance or create additional damage:

- An initial mud clean up before acidizing is desirable;
- Use a mutual solvent with a mud acid treatment;
- Consider use of precooling pad to increase acid Penetration;

- Preflush with HCl acid when acidizing sandstone formations with HF acid;
- Immediate clean up after an acid job.

ACIDIZING TECHNIQUES

- wellbore clean up
- matrix acidizing
- acid fracturing

ACID ADITIVES

- Corrosion inhibitors
- Surfactants
- Silicate-control agents
- Iron-control agents
- Alcohol's
- Gelling and fluid loss agents
- Liquefied gases (Nitrogen)
- Retarded acid

Reference: 1. *Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебник для студентов / М.И. Фык, Е.И. Хрипко. - Харьков: Фолио, 2015. - 399 с.: табл., рис. ISBN 978-966-03-7460-7. DOI: 10.13140/RG.2.1.4138.4566*

IMPLEMENTATION OF NODAL ANALYSIS IN PIPESIM TO SOLVE THE LIQUID LOADING ISSUES AT MATURE FIELDS

**Mohamed S.Hassan, student
National Technical University
“Kharkiv Polytechic Institute”
(tut. D.Dobrunov)**

Abstract. This thesis is devoted to the problems of the Liquid Loading. The easiest way of liquid unloading is proposed.

Keywords: simulation, modeling, liquid loading, liquid carrying out.

1. All Ukrainian fields are mature.

Mature fields is when the production reached it's peak and has started to decline.

2. Problems which caused by liquid loading:

- when the pressure cannot carry liquid.

- liquid loading can lead to erratic, slugging flow and decreased production . If the gas rate is too low the pressure gradient in the tubing becomes large due to the liquid accumulation, resulting in increased pressure on the formation.

3. To cope wells liquid loading:

- change tubing diameter

- Submerge tubing

Every gas well ceases producing as reservoir pressure depletes. The usual liquid presence in the reservoir can cause further problems by accumulating in the wellbore and reducing production even more. There are a number of options in well completion to prevent liquid loading even before it becomes a problem. Tubing size and perforation interval optimization are the two most common methods. Although completion optimization will prevent liquid accumulation in the wellbore for a certain time, eventually as the reservoir pressure decreases more, the well will start loading. As liquid loading occurs it is crucial to recognize the problem at early stages and select a suitable prevention method. There are various methods to prevent liquid loading such as; gas lift, plunger lift, pumping and velocity string installation. This

study set out to construct a decision tree for a possible expert system used to determine the best result for a particular gas well. The findings are tested to confirm by field applications as attempts of the expert system.

Apply artificial lift: is a process used on oil wells to increase the pressure within the reservoir and encourage oil to the surface.

4. By submerging we reduce diameter of the string

- Submerge: enough to carry out liquid
- Non submerge

5. Nodal Analysis after submerging – Liquid unloading – Profit

NA defined as a system approach to the optimization of oil&gas wells.

NA in oil and gas production system provides a modern view on the use of NA techniques to optimize the production from oil and gas wells. It covers multiphase flow lines, wells, and chokes and the near well reservoir.

Water cut: Water cut is a ratio of the water which is produced in a well compared to the volume to the total liquids produced. As the fields filed by water a mix between water and oil flows out of the well.

The percentage of water at these wells is called “Water Cut”

Reference: 1. SPE book One Petro. PetroWiki. 2010.

СЕКЦІЯ 1

НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ

ДЕПАРАФІНІЗАЦІЯ СВЕРДЛОВИН ТА НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

Ндукву Ннамді Джостін, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
(кер. д.т.н., проф. Білецький В.С.)

Анотація. Нафта – це складна суміш різних вуглеводнів, як легких, так і важких, що знаходяться в термодинамічній рівновазі при пластових умовах. Видобуток нафти супроводжується неминучою зміною термодинамічних умов і переходом нафти від пластових умов до поверхневих. При цьому знижуються тиск і температура. Відбувається виділення окремих вуглеводнів у вигляді вуглеводневих газів того чи іншого складу, з одного боку, і твердих або мазеподібних важких фракцій у вигляді парафіну, смол і асфальтенів, з іншого боку.

Ключові слова: нафта, смоли і асфальтени, парафіни, видобування нафти, депарафінізація.

Нафти за своїм вуглеводневим складом вельми різноманітні. Тому на деяких родовищах видобуток нафти не супроводжується виділенням парафіну. Дрібні частинки парафіну можуть залишатися в підвішеному стані і переноситися потоком рідини. При певних умовах вони склеюються разом виділяються одночасно смолами і асфальтенами, утворюючи липкі грудочки твердих вуглеводнів, які прилипають до шорстких стінок труб, зменшуючи їх перетин.

Температура, при якій в нафті з'являються тверді частинки парафіну, називається температурою кристалізації парафіну. Вона буває різною для різного складу нафт і складу самих парафінових фракцій.

Температура плавлення парафінів складає від 27 до 71 ° С, а близьких до них церезинів (C₃₆ - C₅₅) – від 65 до 88 ° С [1, 2]. Для парафінистих нафт (наприклад, Татарстан, Башкортостан, Пермська область) температура, при якій починається відкладення парафіну на стінках НКТ, становить 15 - 35 ° С, а на деяких родовищах півострова Мангишлак випадання парафіну спостерігається навіть при пластових умовах, так як температура кристалізації близька до первісної пластової. Незначне охолодження пласта в результаті закачування холодної води вже призводить до часткової кристалізації парафіну і до погіршення його фільтраційної здатності з усіма витікаючими наслідками [2, 3].

Товщина відкладів парафіну на внутрішніх стінках труб збільшується від вибою до гирла свердловини в міру зниження температури і дегазації нафти. На північних промислах (РФ, Канада) початок відкладень важких фракцій вуглеводнів на стінках труб відзначається на глибинах 400 - 300 м. Ці відклади представлені в'язкою масою, що складається з суміші смол, церезинів, асфальтенів і парафінів. Як правило, їх товщина сягає максимуму на глибинах 200 - 50 м, а ближче до гирла товщина відкладень зменшується. Це пов'язано зі збільшенням швидкості руху газорідинної суміші в результаті розширення газу і механічним руйнуванням парафінових відкладень потоком рідини. Відкладенню парафіну сприяють шорсткість поверхні, малі швидкості потоку і періодичне оголення поверхні в результаті пульсації.

Для запобігання відкладень парафіну та забезпечення нормальних умов роботи свердловини застосовуються різні методи. Можна виділити наступні основні способи ліквідації відкладень парафіну.

1. Механічні методи, до яких відносяться (рис. 1):

- А) застосування пружинних скребків, що періодично спускаються в НКТ на сталевому дроті;
- Б) періодичне витягання запарафіненої частини колони НКТ і очищення їх внутрішньої порожнини механічними скребками на поверхні;
- В) застосування автоматичних так званих літаючих скребків.

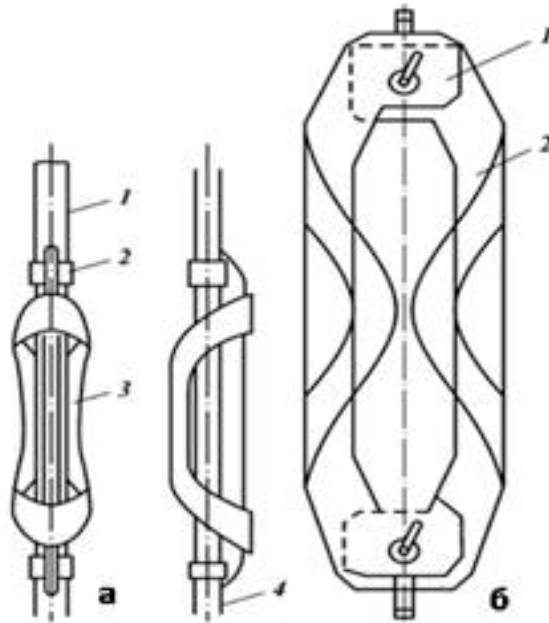


Рис. 1. Механічні засоби видалення парафінових відкладень:
 а) Скребок: 1-стержень, 2-хомут, 3-ніж, 4-обважнювач;
 б) Скребок з ножами змінного перетину: 1-пластина, 2-скребок

2. Теплові методи:

- А) прогрівання колони труб шляхом закачування перегрітої пари в затрубний простір;
- Б) прогрів труб шляхом закачування гарячої нафти;
- В) прогрівання електрострумом (рис. 2).

3. Застосування труб, що мають внутрішнє покриття зі скла, емалі або епоксидних смол, що зменшує адгезію «парафін – стінка труби».

4. Застосування різних розчинників парафінових відкладень.

5. Застосування хімічних добавок, що запобігають прилипанню (адгезії) парафіну до стінок труб.

Залежно від інтенсивності утворення парафінових відкладень, їх міцності, складу і інших особливостей застосовують різні методи і часто їх комбінації.

Широко застосовується спосіб боротьби з парафіном за допомогою автоматичної депарафінаційної установки (АДУ) [4]. Кілька скребоків, а точніше кругових ножів періодично спускаються на сталевому дроті в НКТ до глибини початку відкладення парафіну. Потім за допомогою автоматично керованої лебідки шкребки піднімаються до гирла свердловини. Інтервали часу

на спуск і підйом встановлюються автоматично реле часу, яке керує роботою електромотора лебідки. Скребки спускаються у свердловину через звичайний лубрикатор, так само як опускається глибинний манометр.

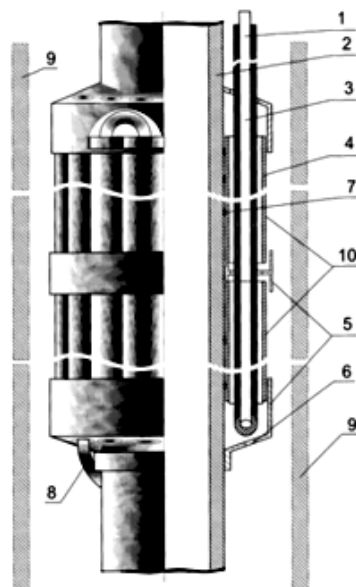


Рис. 2. Свердловинний індукційний підігрівач конструкції Уфимського науково-дослідного і проектно-інженерного центру «Нефтегаз-2»: 1 – струмопровід; 2 – корпус трубний; 3 – кабель з малим електричним опором; 4 – трубка феромагнітна; 5 – кожух захисний; 6 – отвір кожуха захисного; 7 – зварювальний шов переривчастий; 8 – заземлення; 9 – колона експлуатаційна; 10 – секції феромагнітні.

Установки АДУ були замінені в результаті широкого застосування осклованих чи емальованих фонтанних труб, виробництво яких було налагоджено на промислах Татарстану. Використання осклованих труб виключило необхідність встановлювати у свердловини лебідку, витратити для її роботи електроенергію і додатковий обслуговуючий персонал. Однак при осклованих трубах не вдавалося повністю запобігти відкладення парафіну. У муфтових з'єднаннях труб залишалися неоскловані стики (незважаючи на наявність спеціальних вкладишів), в яких накопичувалися відкладення. При транспортуванні таких труб і при їх спуску в свердловину спостерігалися відколи й руйнування осклованих поверхонь.

В даний час інтенсивно ведуться дослідження по застосуванню хімічних методів боротьби з парафіном, сутність яких полягає в гідрофілізації поверхні труб, на якій парафін не відкладається. Завдяки адсорбції хімічних реагентів на

внутрішній поверхні труб і на кристалах парафіну утворюється тонка захисна гідрофільна плівка, що перешкоджає росту кристалів і їх відкладенню в трубах. Як хімічні реагенти застосовують як водорозчинні, так і нафторозчинні ПАР. Водорозчинні ПАР покращують змочування поверхні труб водою, яка в тій чи іншій кількості завжди є в нафті. Нафторозчинні ПАР збільшують число центрів кристалізації парафіну, тобто його дисперсність, що сприяє його виносу потоком рідини на поверхню. Деякі ПАР (ГПХ-180, катапін А) різко збільшують гідрофільність поверхні труби. Це покращує змочуваність її водою і знижує інтенсивність відкладення парафіну. Однак відсутність у достатній кількості таких високоефективних хімічних реагентів, їх висока вартість, ненадійність дозування і подачі до місць відкладення парафіну поки стримують широке їх застосування в практиці нафтовидобутку.

Для видалення парафіну тепловими методами застосовують пересувні парогенераторні установки ППУ-3М на автомобільному або гусеничному ході продуктивністю по парі 1 т/год при температурі до 310 °С, що складаються з прямооточного парового котла, живильних пристроїв і мають запас прісної води. Такими пристроями користуються для видалення парафінових відкладень не тільки у фонтанних трубах, а й в маніфольдах і викидних лініях. Для цього використовується насосний агрегат 1АДП-4-150, яким прокачується гаряча нафта, нагріта до 150 °С при тиску до 20 МПа і при подачі 4 дм³/с.

Висновки. Процес свердловинного видобування рідкої вуглеводневої сировини в ряді випадків характеризується наявністю в рідині підвищеного вмісту парафінів чи асфальто-смоло-парафіністих відкладень. Ці речовини ускладнюють, навіть унеможлиблюють, процес видобування рідкої продукції свердловин. В таких умовах особливої актуальності набуває застосування різних методів та способів боротьби з відкладеннями високов'язких сполук. На сьогодні в Україні в таких випадках, головним чином, застосовуються пересувні парогенераторні установки, які прогривають стовбур свердловини. Застосовують також шкребки, магнітні пристрої, хімічні реагенти-озріджувачі та ін..

Список використаних джерел: 1. Основы нефтегазопромыслового дела. // В. Д. Гребнев, Д. А. Мартюшев Г. П. Хижняк: Перм. нац. иссл. полит. ун-т. Пермь, 2013. 185 с. 2. Білецький В. С. Основы нефтегазовой инженерии [Текст]: підручник для студентів вищих навчальних закладів. / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 416 с. 3. Matviienko A. M., M.Savyk V., Molchanov P. O. Multilevel system of magnet and thermal deparafinization with external insulating coatings. // Науковий вісник Націон. гірничого університету. №3, 2018. - С. 36–43. 4. Установки для депарафинизации скважин. Електронний формат. Режим доступу <http://www.techlead.ru/tleas-435-1.html>

ТЕХНОЛОГІЧНІ СХЕМИ ОБВ'ЯЗКИ НАЗЕМНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ГИРЛА СВЕРДЛОВИНИ, ЗАКІНЧЕНОЇ БУРІННЯМ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРОПІСКОСТРУМИННОЇ ПЕРФОРАЦІЇ

**В.В. Пономаренко, аспірантка
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
(кер. доц. Д.В. Римчук)**

Анотація. Для проведення гідропіскоструминної перфорації наземне обладнання та гирло свердловини повинно бути обв'язане схемами. Так як відомі схеми є недостатньо ефективними, в роботі пропонуються вдосконалені технологічні схеми обв'язки для проведення гідропіскоструминної перфорації.

Ключові слова: технологічні схеми обв'язки, гирло свердловини, наземне обладнання, гідропіскоструминна перфорація.

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) оснований на використанні кінетичної енергії високошвидкісних абразивних струменів рідини з піском, які утворюють канали значно більших розмірів, ніж при кумулятивній чи кульовій перфорації. ГПП забезпечує розкриття продуктивного пласта у вигляді щілин чи отворів достатньої глибини та зберігає функціональні можливості обсадної колони.

Для проведення ГПП наземне обладнання та гирло свердловини повинно бути обв'язане технологічними схемами. Відомі схеми [1, с. 65], [2, с. 496] є недостатньо ефективними, так як в обв'язці відсутні важливі вузли, котрі

сприяють якісному та безпечному проведенню гідропіскоструминної перфорації.

В роботі пропонуються вдосконалені технологічні схеми обв'язки наземного обладнання для гідропіскоструминної перфорації (рис. 1) та обв'язки гирла свердловини, закінченої бурінням, для проведення ГПП (рис. 2) [3], які є складовою частиною єдиного технологічного процесу.

Технологічна схема обв'язки наземного обладнання для гідропіскоструминної перфорації (рис. 1) вдосконалена додатковою викидною лінією, по котрій газ, що з'являється в процесі перфорації та під час циркуляції виноситься разом з рідиною зі свердловини, направляється на факельний амбар 12, що знаходиться на відстані 100 м від свердловини. Для цього засувка, що знаходиться на викидній лінії відкривається, а засувка 10 закривається. Це сприяє безпечній роботі агрегатного блоку. Схема складається з свердловини 1, навколо якої знаходиться система трубопроводів високого і низького тиску, на трубопроводах високого тиску на вході в НКТ знаходиться фільтр 2, який служить для захисту насадок гідропіскоструминного апарата від закупорки, трубопроводи високого тиску сполучають насосні агрегати 3 з гирлом свердловини через блок маніфольдів 7, насосні агрегати 3 високого тиску нагнітають у свердловину пульпу води з піском, приготовану в піскозмішувачі 4, в контейнері піскозмішувача знаходиться біля 10 тон піску, який шнеками піскозмішувача засипається в бак з мішалкою, де здійснюється приготування пульпи, рідина помпується в бак піскозмішувача допоміжними насосними агрегатами 6 з двох ємностей 5 по трубопроводах низького тиску.

Для обв'язки наземного обладнання застосовуються трубопроводи насосних агрегатів і блоку маніфольда, а також декілька кранів високого тиску, для зберігання рідини-пісконосія, в якості якої, звичайно, використовується пластова вода, або технічна вода з ПАР, використовуються дві ємності об'ємом 30-50 м³. Одна ємність обладнана шламоуловлювачем 8 для збирання частинок породи, що буде виноситися з затрубного простору свердловини в рідині, що циркулює, разом з тим, передбачено можливість збирання вилучених із каналу

ГПП частинок породи, шляхом переключення струменя з одного на друге стаціонарно встановлене сито (шламовловлювач), схема має зворотний клапан 9, засувку 10 та трійник 11.

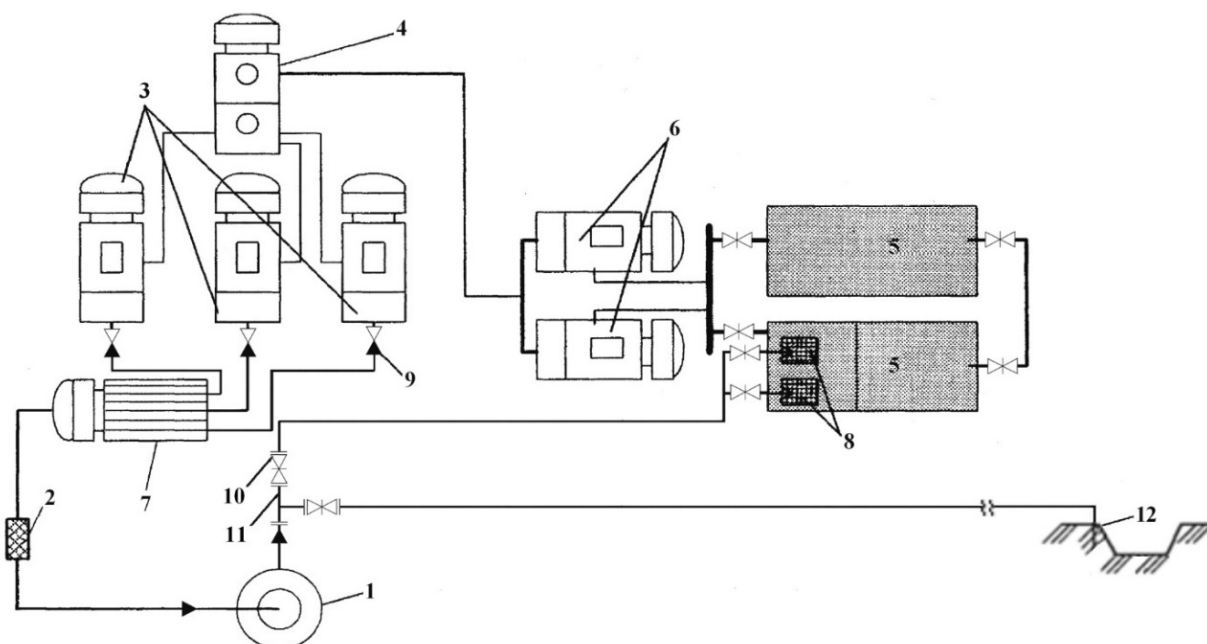


Рис. 1. Технологічна схема обв'язки наземного обладнання для гідропіскоструминної перфорації

Схема обв'язки гирла свердловини, закінченої бурінням, для проведення гідропіскоструминної перфорації (рис. 2) вдосконалена додатковою хрестовиною фонтанної арматури 14, котра запобігає розмиву хрестовини трубної головки фонтанної арматури 9 пісчано-рідинною сумішшю під час виконання робіт і також викидною лінією, для скидання газу, що виноситься разом з рідиною в процесі перфорації, на факельний амбар 25. Основний процес циркуляція відбувається через додаткову хрестовину ФА 14, і у випадку її розмиву, закривши превентор з трубними плашками 17, продовжують циркуляцію короткочасно на хрестовині трубної головки ФА 9. В цей момент проводять роботи по заміні розмитої хрестовини ФА, після чого повертають циркуляцію через додаткову хрестовину. По НКТ 12 за допомогою насосів подається рідинно-пісчана суміш, вона проходить через колонну обв'язку 7, засувку фонтанної арматури (ФА) 8, трубну головку ФА 9, герметизуючу головку 13, хрестовину 14; перехідну котушку 15, 19, превентор плашковий з

ВУЗЛОВИЙ АНАЛІЗ СИСТЕМИ «ВИБІЙ СВЕРДЛОВИНИ – ГАЗОЗБІРНИЙ ПУНКТ»

В.В. Романова, аспірант
Сафаа Тхарват, аспірант
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
(кер. к.т.н., доцент М.І. Братах)

Анотація. Роботу присвячено визначенню ефективності оптимізації робочого тиску на гирлі свердловин родовищ на завершальній стадії розробки, як одного із геолого-технологічних заходів, спрямованих на підтримання базового видобутку вуглеводнів. В статті розлого проаналізовано наявні методи оптимізації видобутку вуглеводнів, на основі чого встановлено тісний взаємозв'язок між роботою поверхневої і підземної частини родовища і наголошено, що їх вплив має розглядатись комплексно. Крім того, авторами проаналізовано закордонний та вітчизняний досвід моделювання режимів роботи родовищ в умовах зниження робочого тиску за допомогою прогресивного програмного забезпечення. Такий аналіз підтвердив необхідність застосування комплексного підходу до оптимізації роботи виснажених родовищ із вирішенням представлених задач для досягнення найкращого результату.

Ключові слова: розвантаження свердловини, оптимізація робочого тиску, фізичне моделювання, вузловий аналіз, протитиск.

Попри високий ступінь виснаження існуючих великих видобувних областей Україна нарощує видобуток природного та нафтового газу. Досягти цього можливо за рахунок вкладення в розробку нових родовищ і залучення нових технологій, а також в підвищення як продуктивності існуючих великих родовищ, так і активності у сфері пошуку та розвідки нових газових родовищ, впровадження технологій та інвестицій для глибокого буріння (більше 6 км нижче поверхні землі) та гідрозривів пласта.

Метою цієї роботи сформульовано як оцінку ефективності проведення вузлового аналізу під час планування геолого-технічних заходів для родовищ, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації.

Аналіз діючих правил розробки нафтових і газових родовищ [1] дає змогу ввести поділити геолого-технологічних заходи (далі – ГТЗ) на дві категорії: з підтримання базового видобутку та нарощування видобутку вуглеводнів відповідно.

До геолого-технологічних заходів з підтримання базового видобутку відносяться:

- поточний (превентивний) ремонт базового фонду свердловин;
- оптимізація гирлових тисків та наземної інфраструктури;
- селективні водоізоляційні роботи;
- долучення продуктивних горизонтів в межах одного експлуатаційного об'єкту;
- повторне розкриття продуктивних горизонтів;
- оптимізація експлуатації свердловин (обробка поверхнево-активними речовинами (далі – ПАР) та розчинником, використання колтюбінгових установок, зміна способу експлуатації свердловин, промивки насосно-компресорних труб (далі – НКТ) та вибою).

Весь ефект, отриманий від виконання вищеперелічених ГТЗ з підтримки базового видобутку, в розрахунках є складовою частиною базового видобутку вуглеводнів.

До геолого-технологічних заходів з метою отримання додаткового видобутку вуглеводнів відносяться:

- буріння свердловин;
- забурювання бокових стовбурів свердловин (далі – ЗБС);
- капітальний ремонт свердловин;
- гідророзрив пласта;
- обробка привибійної зони свердловини (далі – ОПЗ).

З урахуванням ГТЗ з нарощування видобутку, додатковий видобуток вуглеводневої сировини може бути отриманий шляхом:

- введення в експлуатацію нових свердловин;
- поглиблення існуючих свердловин;

- переходу на інший пласт (переведення свердловин на інші горизонти) чи в іншу точку пласта (забурка бокового стовбуру);
- відновлення роботи свердловин, які знаходились в довготривалій бездії;
- відновлення ліквідованих раніше свердловин;
- введення свердловин, які раніше видобували інший вид продукції;
- введення свердловин в експлуатацію з інших категорій непрацюючого фонду (спостережні, нагнітальні, в консервації, в очікуванні ліквідації);
- збільшення зони дренування свердловини за рахунок більшого розкриття природних чи створення штучних тріщин в пласті;
- обробки привибійної зони пласта з метою покращення фільтраційних властивостей пласта (кислотні обробки, комплексні обробки тощо).

Слід зазначити, що введення нової свердловини має пріоритетне значення над всіма іншими видами геолого-технологічних заходів. Пріоритетність всіх інших видів ГТЗ визначається в кожному окремому випадку в залежності від мети робіт, які плануються на свердловині. Така систематизація дає можливість класифікувати ГТЗ за діючим фондом наявних свердловин, на яких фактично відбувається підтримання базового видобутку, та бездіючими і проектними свердловинами, де видобуток може бути нарощений (див. табл. 1).

Таблиця 1.

Класифікація геолого-технічних заходів

Назва фонду	Діючий фонд свердловин на початок поточного року експлуатації (в т.ч. свердловини в простої до 1 місяця)	Бездіючий фонд і фонд проектних свердловин
Мета заходу	Підтримання базового видобутку (недопущення його падіння)	Отримання додаткового видобутку газу
Заходи	Поточний ремонт свердловин (водоізоляційні роботи, долучення продуктивних горизонтів, повторне	Буріння нових свердловин, капітальний ремонт свердловин із гідророзривом пласта або забурюванням

	розкриття, інтеграція роботи свердловин), оптимізація робочих тисків	бокових стовбурів
--	--	-------------------

Отже як впливає з аналізу оптимізація роботи наявного фонду свердловин є важливою задачею, тому потребує суттєвого системного аналізу науково-технічної інформації, яка на даний момент є суттєво розрізною і потребує систематизації в частині комплексного підходу як до поточного ремонту свердловин, так і оптимізації робочих тисків.

Новою рисою комплексного підходу стає впровадження комерційного програмного забезпечення, що дозволяє об'єднати окремі моделі пластів, трубопроводів, ГЗП та ЦГП та економічні показники з метою отримання оптимального рішення. Такий комплексний підхід до моделювання процесу родовища був використаний в програмному пакеті комплексу Avocet (Schlumberger), що являє собою сполучене рішення, що пов'язує пласт (програма моделювання пласта Eclipse), вибій свердловини і наземну інфраструктуру (програма аналізу системи видобутку PipeSim) з пунктом підготовки нафти і газу (програма Hysys) в єдиний простір управління розробкою родовища [2].

Моделльне середовище дозволяє графічно поєднувати результати на кожному з етапів, що забезпечить покрокове ітераційне рішення для прогнозування характеристик родовища на протязі усього циклу розробки із забезпечення виконання граничних умов на кожному із циклів розробки. Один із розрахунків визначає дебіти та тиски, що можуть бути досягнуті в пластових умовах, другий – ті самі параметри, але в системі видобутку газу. Обидва розрахунки продовжуються доти, поки дебіт і тиски в обох сполучених системах не будуть узгоджуватись (рисунок 1).

Цей метод описується як метод нахилу хорд, для моделювання роботи свердловини за допомогою цього алгоритму граничний вибійний тиск P_1 використовується в якості першого наближення для знаходження відповідного

дебіту Q_1 . Величина Q_1 передається програмному моделюванню трубопроводу для розрахунку тиску на його вході P_2 , що відповідає цьому дебіту. Величина P_2 потім передається в програму моделювання пласта для визначення дебіту Q_3 , при заданому вибійному тиску. Хорда, що поєднує ці дві точки, буде відображати показник продуктивності, що експортується в програму моделювання трубопровідної мережі, де його буде використано для отримання точки 4. Цей ітераційний процес має продовжуватись доти, поки не буде досягнуто збіжності отриманих результатів в точці 6. В даній точці, вибійний тиск і дебіт з пласта є узгодженими з тисками і пропускною здатністю трубопроводів, і, відповідно, система є збалансованою і можливо переходити до розрахунків наступного кроку по тиску. Метод нахилу хорд потребує виконання великої кількості ітерацій і підходить не усім нафтогазовим родовищам, але ефективніше зв'язує показники розробки, ускладнення в роботі свердловин і зміну конфігурації наземної інфраструктури між собою, ніж розрізнені технічні рішення, проаналізовані вище.

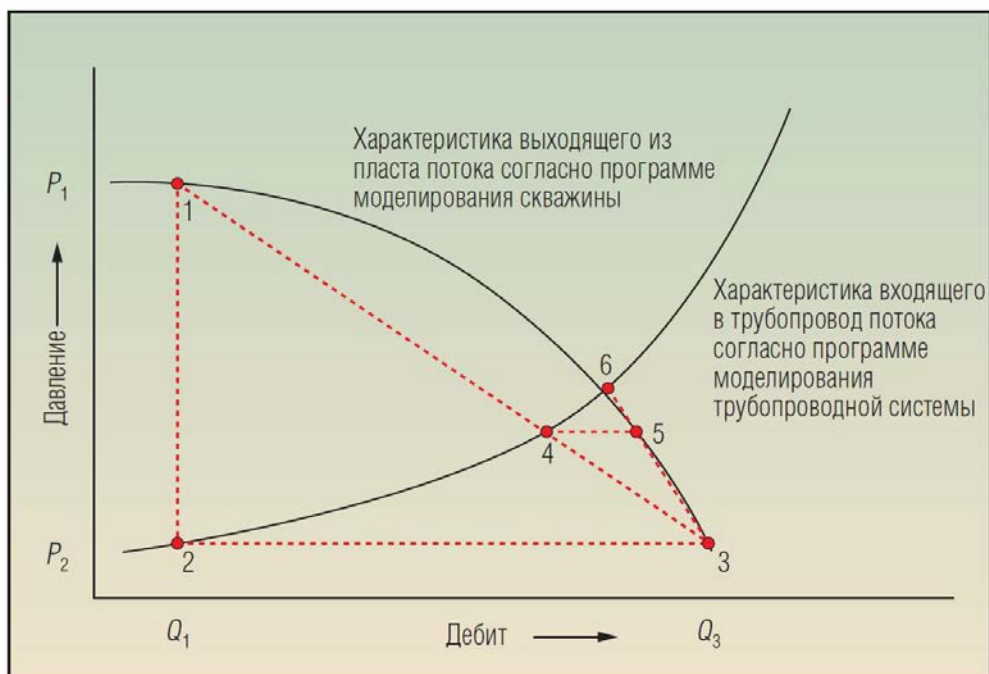


Рис. 1. Сполучення і узгодження системи «пласт – вибій» та «вибій – УКПГ»

Найважливішим момент є вибір точки сполучення систем – вузлових точок:

- для системи «пласт – вибій» це має бути вибій свердловин;
- для системи «газозбірна система - ЦПГ» - груповий газозбірний пункт.

Ефективність впровадження заходів по оптимізації робочих тисків свердловин оцінено після пуску нового газопроводу з Тимофіївської групи родовищ в систему МГ Глинськ – ШДК, що фактично розвантажило ДКС Солоха на 2,3 млн. м³/добу, вивільнивши резерв вільної потужності, яку зайняла суміш газів Опішнянського, Котелевського та Зах. Березівського ГКР. Попередньо газ з цих родовищ, після попередньої підготовки на власних газозбірних пунктах (УКПГ – установах комплексної підготовки газу) подавався напрямку на комплексну промислового переробку із вхідним тиском 2,4 МПа, його перенаправлення на ДКС дозволило знизити вхідний тиск до 1,2 МПа. Блок-схему реалізації проекту представлено на рисунку 2.

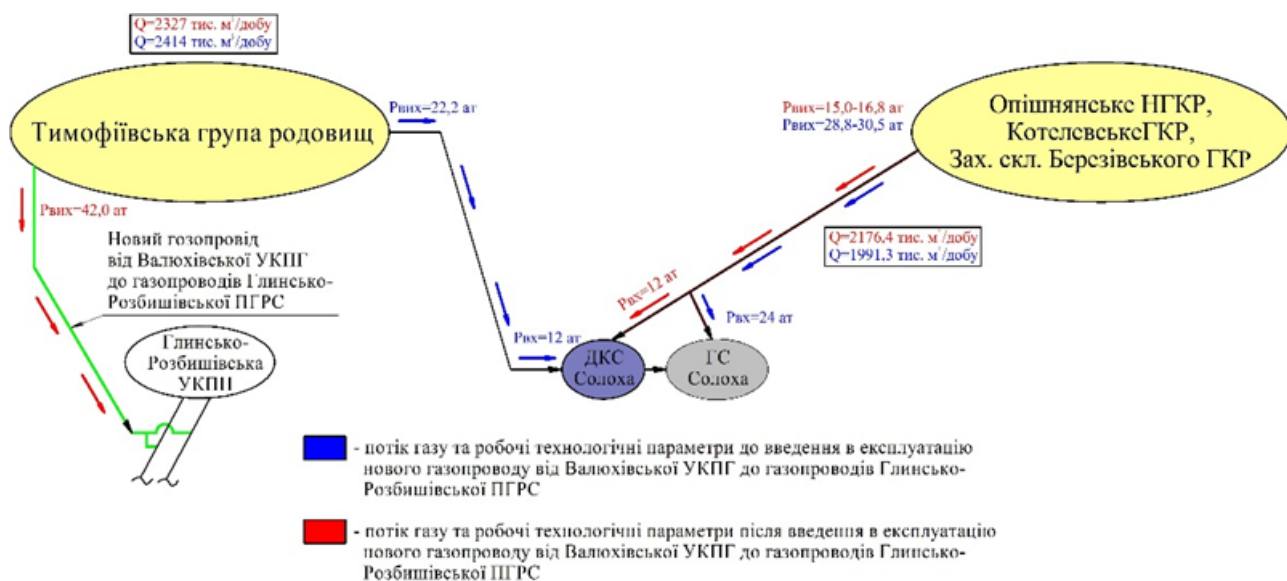


Рис. 2. Блок-схема реалізації проекту перенаправлення потоків

За місяць після пуску нового газопроводу і перенаправлення потоку з Котелевської групи родовищ на ДКС із новим робочим тиском оцінено ефективність прогнозування оптимізації робочого тиску із використанням симулятора PipeSim для тих свердловин, на яких не проводились додаткові

методи інтесифікації (зокрема термокислотна обробка пласта, виведення з КРС чи ГРП). Режими роботи цих свердловин станом на лютий 2018 р. – момент виконання розрахунку та липень 2018 р. – момент моніторингу роботи системи за місяць після пуску зведено до таблиці 2.

Результати збіжності даних представлено в таблиці 2, з якої видно, що станом на останній день моніторингу роботи і її фактичного виходу на квазістаціонарний режим різниця між прогнозним і фактичним результатом становить лише 3,3 % в загальному, але суттєво різняться по окремих родовищам із збільшенням похибки до 50%.

Таблиця 2

Порівняння прогнозних і фактичних даних оптимізації робочих тисків свердловин

Назва родовища	Середньодобовий дебіт газу зважений за місяць, тис. м ³ /добу			Середньодобовий дебіт газу станом на 19 липня (опитувач), тис. м ³ /добу	Приріст середньодобового дебіту газу фактичний, тис. м ³ /добу	Приріст середньодобового дебіту газу спрогнозований, тис. м ³ /добу
	На момент проведення розрахунків, лютий (опитувач)	До переключення, з 1 по 26 червня (опитувач)	Після переключення, з 28 червня по 19 липня (опитувач)			
Опішнянське НГКР	612.1	628.5	683.1	699.5	54.6	44.2
Зах. скл. Березівського ГКР	532.4	536.8	575.4	590.0	38.6	59.0
Котелевське ГКР	892.9	826.0	857.5	886.9	31.5	88.2
Всього:					124.7	191.4

Такі недоліки в проаналізованих вітчизняних та закордонних технічних рішеннях дають змогу обрати удосконалити існуючі методи оптимізації видобутку шляхом комплексного підходу до вирішення питання оптимізації роботи системи «вибій свердловин – (груповий газозбірний пункт – ГЗП) – центральній газозбірний пункт – ЦГП)», врахувавши як вплив змін в наземній інфраструктурі на видобуток вуглеводнів, так і вплив підземної частини на протитиск в системі збору і міжпромислового транспортування вуглеводнів.

Висновки

Систематизація, аналіз науково-технічної інформації з питань нарощування видобутку вуглеводнів шляхом оптимізації робочих тисків і роботи свердловин дають змогу сформулювати перелік задач, що слід вирішити з метою оптимального планування геолого-технічних заходів з підтримання базового видобутку газу і його збільшення.

1. Аналіз існуючих моделей багатофазових потоків в вертикальних і горизонтальних трубах з метою визначення найбільш оптимальної для опису процесу за критеріями відповідності в першому наближенні та відповідно до фактичних умов експлуатації в наступних.

2. Вибір математичних моделей, що описують рух газорідного флюїду від вибою свердловини до групового газозбірного пункту і центрального газозбірного пункту, враховуючи фактичний стан системи «вибій свердловини – ГЗП – ЦГП».

3. Розробка фізичної моделі системи, що включає підмоделі свердловини, флюїду, газозбірної системи, системи міжпромислового транспортування із обранням точок сполучення (вузлових точок): вибій свердловини та ГЗП.

4. Оптимізація роботи фізичної моделі системи з оцінкою відгуку по дебіту свердловин на чинники впливу: оптимізація робочих тисків та наземної інфраструктури, розвантаження свердловини по рідині різними методами, зміна технічної характеристики ліфтових труб.

*Список використаних джерел: 1 Правила розробки нафтових і газових родовищ - Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України 15.03.2017 № 118 – 63 с.
2 Barroux C.C., Duchet-Scchaux P, Samier P and Nabil R Linking Reservoir and Surface Simulation: How to improve the coupled Solution, paper SPE 65159, presented at the SPE European Petroleum Conference, Paris, October 24-25, 2000.*

РОЛЬ МІКРООРГАНІЗМІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ

О.О. Яцкевич, аспірант
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
(кер. к.т.н., доц. Д.Ф. Донський)

Анотація: Зменшення видобутку нафти в Україні зумовлено переходом більшої частини за видобутком та запасами родовищ у пізню стадію розробки, яка відрізняється значним їх виснаженням після вилучення 80 – 85 % нафти від затверджених початкових видобувних запасів. Виснаження родовищ супроводжується обводненістю сировини до 80 – 85 % і більше.

Ключові слова: інтенсифікація, нафтовіддача, аборигенна мікрофлора, род *Tiobacillus*, сульфатвідновлюючі бактерії.

Методи збільшення нафтовіддачі ділять на чотири основні групи: хімічні (заводнення за допомогою поверхнево-активних речовин, рідких розчинників, полімерів), газові (накачування вуглеводородних газів, вуглекислого газу, азоту), теплові (витиснення нафти теплоносіями, вплив за допомогою внутрішньопластових екзотермічних окисних реакцій) і мікробіологічні (уведення в шар продуктів життєдіяльності бактерій або живильних субстратів, що стимулюють активність пластового біоценозу) [1].

Мікробіологічні методи підвищення нафтовіддачі розробляються по двом напрямкам: перше – одержання в наземних умовах продуктів мікробіологічного синтезу, що збільшують рухливість нафти, і нагнітання їх у нафтовий шар, друге – розвиток мікробіологічних процесів безпосередньо в умовах нафтового шару з метою одержання метаболітів, що сприяють витисненню нафти з колектора. Суть цих методів полягає в поліпшенні нафтовитисняючих властивостей накачуваної води за допомогою мікробних метаболітів: біоПАВ, полісахаридів, розчинників і ін. [2, 3].

Також перспективними є поєднання мікробіологічних та фізико-хімічних методів для підвищення витиснення нафти. Наприклад, комплексні методи засновані на підвищенні активності аборигенної пластової мікрофлори після

застосування композицій, які витиснюють нафту. Вплив цих композицій на ріст вуглеводородоокиснюючої мікрофлори обумовлено двома ефектами: емульгування нафти й збільшення площі її контакту з мікрофлорою, а також стимулюючою дією з'єднань азоту, які слугують мікрофлорі харчовими субстратами [4].

Представники роду *Bacillus* [5] та роду *Syntrophospora* мають значний потенціал для використання в процесах впливу на нафтові шари, у т.ч. і внаслідок їхньої здатності до спороутворення. Спори мають менші розміри в порівнянні з вегетативними формами мікроорганізмів, що сприяє більш ефективній, глибокій мікробіологічній обробці шару. Вони більш стійкі до стресових змін зовнішніх умов, які неминучі при накачуванні мікроорганізмів з поверхні в нафтоносний шар. Представники р. *Syntrophospora* продукуються ПАВ, газу, спирти й кислоти, а р. *Bacillus* - ПАВ, кислоти й біополімери.

Відомо, що пластові умови часто при наявності сульфат-іона у воді є своєрідною екологічною нішею для сульфатвідновлюючих бактерій. Активізація їх діяльності при експлуатації родовищ викликає інтенсивну генерацію сірководню й веде до виникнення агресивного середовища, корозії металоконструкцій на нафтопромислах, підвищенню вмісту сірки у нафті, виникненню токсичних продуктів і іншим небажаним наслідкам.

Представник роду *Thiobacillus* окиснює один або декілька відновлених поєднань сірки [6], що може перешкоджати негативному впливу сульфатвідновлюючих бактерій.

Підсумовуючи вищесказане, нами пропонується для підвищення витиснення нафти використовувати композицію мікроорганізмів, яка складається з аеробних хемолітотрофних бактерій роду *Thiobacillus* виду *thiobacillus* та грамозитивних паличок роду *Bacillus* та роду *Syntrophospora*, які утворюють ендоспори та продукують ПАВ, газу, спирти, кислоти й біополімери.

Список використаних джерел. 1. Гарушев А.Р. Высоковязкие нефти – сырье для нефтепереработки и металлургии / А.Р. Гарушев, М.Ю. Маликова, Ю.И. Сташок // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 70-71. 2. Сафонов Е.Н. Применение новых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана / Н.Е. Сафонов, И.А.Исхаков, К.Х. Гайнуллин и др. // Нефтяное хозяйство.– 2002. – №4. – С. 38-40. 3. Сваровская Л. И. Вытеснение остаточной нефти активизированной микрофлорой месторождений Западной Сибири / Л.И. Сваровская, Л.К. Алтунина, З. А. Роженкова, И.В. Назина // Нефтехимия. – 1996. – Т. 36. – № 1. – С. 49-52. 4. Алтунина Л.К. Комплексный физико-химический и микробиологический метод увеличения нефтеотдачи вязких нефтей низкотемпературных залежей Монголии / Л.К. Алтунина, Л.И. Сваровская, Т. Гэрэлмаа // Нефтехимия. – 2013. – Т. 53. – № 2. – С. 101–106. 5. Беккер Р.Х., Гуторов Ю.А., Гареев А.М. Перспективы применения микробиологических методов повышения нефтеотдачи в условиях продуктивных коллекторов Урало-Поволжья. Разработка нефтяных и газовых месторождений 2012, том 10, № 3. 6. Хоулт Дж., Криг Н. Определитель бактерий Берджи. В 2-х т. Т. 2. М.: Мир, 1997.

СЕКЦІЯ 2

РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

ВИЯВЛЕННЯ УМОВНО-САМОСТІЙНИХ БЛОКІВ В МЕЖАХ ПІВДЕННОЇ ЧАСТИНИ МЕДВЕДІВСЬКОГО РОДОВИЩА

В.В. Буданцев, студент
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
(кер. доц. О.О. Клевцов)

Анотація. Очевидно що є великий попит на споживання газ, також очевидним є те що країна має власні ресурси для задовільнення потреб населення та підприємств. Систематичний підхід та планування дозволить підрахувати наявні запаси та скласти програму робіт для подальшого їх пошуку та нарощування ресурсної бази. Розуміння особливостей побудови родовища дозволяє не тільки ефективно, але й економічно використовувати наявні запаси та ресурси.

Ключові слова: запаси, ресурси, Медведівське родовище, блок.

Медведівське газоконденсатне родовище розташоване в межах центральної зони південно-східної частини Дніпрово-Донецької западини. Родовище відкрите в 1969 р. свердловиною 5, в якій відбувся відкритий газовий викид із відкладів верхнього карбону. Промислова газоносність родовища пов'язана з теригенними відкладами нижньої пермі (картамишська світа) та верхнього карбону (картамишська та араукаритова світа), а також хемогенною товщею нижньої пермі (слав'янська світа). Родовище введено в дослідно-промислову розробку в вересні 1978 р. свердловиною 3 на основі складеного ще в 1974 р. проекту ДПЕ . В 1979 р. Виконано підрахунок запасів вуглеводнів Медведівського родовища , які були затверджені ДКЗ СРСР в березні 1980 р. в об'ємі 45,065 млрд.м³ газу категорії С1 та 0,470 млрд.м³ категорії С2 (протокол № 8480 від 21.03.80 р.).[1, 4]

На основі прийнятої ДКЗ геологічної моделі і запасів, в тому ж році був складений проект розробки родовища, який було затверджено ЦКР Мінгазпрому (протокол № 28/80 від 07.11.1980 р.) за варіантом, яким для промислової роробки покладів картамишської та араукаритової світ у межах чотирьох тектонічних блоків передбачалося як використання восьми свердловин розвідувального фонду, так і буріння 28 нових експлуатаційних свердловин впродовж 1980-1988 рр. В процесі буріння експлуатаційних свердловин змінювалися уявлення про геологічну будову родовища, крім того в результаті буріння розвідувальних свердловин вдалося відкрити новий покладу у відкладах слав'янської світи нижньої пермі, який не входив у підрахунок запасів, а також розширити межі уже відомих покладів картамишської та араукоритової світ.[1, 3]

Медведівське родовище відноситься до родовищ Хрестищенської групи до якої також належать Безпалівське, Єфремівське, Західно-Старовірівське, Західно-Хрестищенське, Мелихівське, Кегичівське, Східно-Медведівське та Червоноярське родовища. Медведівське родовище знаходиться в південно-східній частині ДДЗ та приурочене до Машівсько-Єфремівської депресії, в межах якої виділяється дві протяжні антиклінальні зони: північна – Кочубіївсько-Олексіївська та південна – Гринківсько-Степківська. Згідно тектонічної схеми районування Медведівська структура приурочені до північної привісьової зони – Кочубіївсько-Олексіївської зони. [3]

Будова Медведівського родовища вивчена за даними буріння свердловин та сейсморозвідувальних робіт. Розробка родовища виходячи із просторової геологічної будови, Медведівське родовище було розділене на три окремих блоки (північний, західний та південний), в межах яких додатково виділялися умовно-самостійні експлуатаційні об'єкти, пов'язані з відкладами картамиської світи, араукаритовою світою, а також слав'янською світою в межах західного блоку.

Західно-Медведівське підняття являє собою брахіантиклінальне підняття куполоподібної форми, крила якої ускладнені субширотними скидами. Розміри

структури у картамишський світі складають $4,5 \times 5$ км, амплітуда – 650 м. У відкладах араукаритової світи Західно-Медведівського підняття виділяється окремий тектонічний блок свердловини № 5. Відокремленість блоку свердловини № 5 аргументується відсутністю відкладів хомогенної товщі та картамишської світи, а також достатньо похиле залягання порід – $40-50^{\circ}$. Північний блок, представляє собою монокліналь широтного простягання, яка переходить по падінню в Північно-Медведівський прогин. Приштокова частина блоку, шириною 300-400 м, характеризується досить крутим заляганням порід під кутом $30-40^{\circ}$. Паралельно штоку прослідковується субширотний скид, на північ від якого кут падіння порід зменшується до $12-14^{\circ}$. Приштокова ділянка субмеридіональними скидами розбита на три блоки.

За результатами буріння св.№118, отримано приплив газу дебітом 322,5 тис.м³/добу (араукаритова світа C_3^3), що підтверджує наявність окремих перспективних блоків в Приштоковій зоні родовища. [1, 2]

Список використаних джерел: 1. Борисец І. Соломахин В. Проект опытно-промышленной эксплуатации Медведовского газоконденсатного месторождения: отчет УкрНДІГаз по теме 1/74 – Харьков, 1974. 2. Бартацук О.В., Василенко О.Л. Аналіз раніше виконаних геологорозвідувальних робіт на Приштоковій площі: звіт УкрНДІГаз – Харків, 2017. 3. Щербина В.Г., Андрухів Р.В. Уточнений проект промислової розробки Медведівського газоконденсатного родовища: звіт УкрНДІГаз – Харків, 2017. 4. Правила розробки нафтових та газових родовищ. Затв. 15.03.2017 р. №118 / Міністерство екології та природних ресурсів України – Х.: Вид-во «Інструкція», 2017. - 112 с.

МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ГАЗУ НА ПРИКЛАДІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗАХІДНО-ДРОБИШІВСЬКОЇ ПЛОЩІ

А.С. Бурлакова, студент
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
(кер. д.т.н., проф. І.М. Фик)

Анотація. Розглядається питання підвищення кінцевого газовилучення на прикладі порід-колекторів Західно-Дробішівської газоносної площі. Для збільшення продуктивності розкритих пластів застосовують сучасні методи інтенсифікації.

Ключові слова: газовий поклад, горизонт, інтенсифікація, відкрита пористість, дебіт.

Західно-Дробішівська газоносна площа розташована у межах південно-східної центрикліналі Дніпровсько-Донецького грабена і входить до складу Торсько-Дробішівського валу.

За результатами проведених бурових робіт можна зробити висновок, що на даний час промислово-продуктивним є середньокам'яновугільний комплекс.

На площі робіт прогнозується нафтогазоносність як московських (горизонти М-2, М-6, М-7), так і башкирських (горизонти Б-1, Б-2, Б-3, Б-4, Б-5, Б-9, Б-10, Б-13) відкладів середнього карбону.

Вплив метаморфізму обумовив не дуже високі колекторські властивості порід. Відкрита пористість пісковиків за керновими даними коливається від 0,6 до 6,6 %, за даними геофізичних досліджень свердловин пористість досягає 13 %. Підвищене значення проникності обумовлюється впливом тріщинуватої складової, яка фіксується навіть при візуальному огляді керна. За своїми фільтраційно-ємкісними властивостями пісковики середньокам'яновугільних відкладів можна віднести до тріщинувато-порових колекторів.

В літо-фаціальному відношенні розріз середньокам'яновугільних відкладів складений переважно глинисто-алевритистими утвореннями, які чергуються з пластами та прошарками різної товщини пісковиків, Колектори, в основному, представлені середньо- та дрібнозернистими пісковиками, які в підшовній

частині пластів можуть переходити в грубозернисті, Особливо це стосується пластів пісковиків потужністю понад 10 м [2].

До методів інтенсифікації видобутку нафти і газу належать засоби від простих (солянокислотна обробка привибійної зони свердловин, гідророзрив пласта тощо) до складних (заводнення, закачування в пласт води і газу), які застосовують і в процесі використання вторинних методів розробки родовищ.

Згідно геолого-промислових даних пісковики продуктивних пластів московського та башкирського ярусів володіють недостатньо високими колекторськими властивостями. В той же час в процесі розкриття об'єктів можливе деяке погіршення колекторських властивостей за рахунок проникнення до фільтраційних каналів бурового розчину.

Для запобігання таких явищ та відновлення природної проникності пластів у привибійній зоні рекомендовано розкриття перспективних горизонтів проводити на крейдянних розчинах та перед дослідженням об'єктів на продуктивність обробляти пласти 12-18 % розчином інгібірованої соляної кислоти з додаванням 0,2 % ПАР (сульфанолу, пенозоліну).

Для об'єктів з пластовою температурою до 100 °С рекомендовано як піноутворювач вжити сульфанол, об'єкти з пластовою температурою вище 100 °С обробляються кислотним розчином з додаванням пінозоліну.

Враховуючи складну геологічну будову покладів газу в кам'яновугільних відкладах (невитриманість пластів-колекторів газу, а також можливість негативного впливу на пласт промивальних рідин, який виникає при бурінні та випробуванні свердловин), в окремих випадках передбачаються додаткові роботи, направлені на більш досконале розкриття горизонтів, вживання вторинних методів обробки пласта та впливу на привибійну зону.

Метою вторинних методів розробки родовищ є підвищення загального (кінцевого) коефіцієнта газовіддачі пласта, тобто вилучення залишкового газу із пласта, коли природна його енергія вже виснажена. Заходи, які застосовують для проведення вторинних методів розробки, спрямовані на утворення штучної енергії в газовому пласті. За певною черговістю розрізняють поняття

вторинних, третинних (четвертинних тощо) методів розробки, тобто коли можливості одного вторинного методу вичерпані, але в пласті ще залишилась якась кількість газу, для його вилучення застосовують інші методи, які щодо вторинного методу видобутку газу із пласта є третинними [1].

При випробуванні карбонатних колекторів нижньої частини башкирського ярусу можливі обмежені припливи вуглеводнів, зв'язані з вторинними змінами колекторів під впливом різних факторів. У цьому випадку ефективними є різні види кислотних обробок.

При розкритті теригенних пластів-колекторів доцільно інтенсифікувати припливи газу шляхом застосування гідропіскоструминної каналної або щілинної перфорації, а також за допомогою гідравлічного розриву.

Методи інтенсифікації припливу вуглеводнів є ефективним інструментом збільшення коефіцієнта нафтогазо-конденсатовилучення і збільшення сумарної кількості видобутих вуглеводнів.

Список використаних джерел: 1. Нагорний В.П. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк: за редакцією В.П. Нагорного; НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна, – Київ, 2013. – С. 268, іл. 78, табл. 17, бібл. 201. 2. Проект пошуково-розвідувальних робіт на Західно-Дробишівській площі / НАК «Нафтогаз України» ДК «Укргазвидобування» філія УкрНДІгаз. – Харків УкрНДІгаз, 2008. – 102.

ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ ЗАБОЮ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Д.М. Вакуленко, студентка
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
(кер. д.т.н., проф. І.М. Фик)

Анотація. Видобування газу пов'язане з багатьма складнощами, що зумовлені, як фізико-хімічними властивостями флюїду та вміщуючого його колектору, так і умовами самого видобутку. Конструкція забою повинна забезпечити стабільну роботу свердловини та мінімізувати можливі ризики. Вибір обладнання вибійної частини важливий для оптимального функціонування свердловини.

Ключові слова: вибій, конструкція забою, інтервал перфорації, фільтр.

Конструкція газових свердловин і, зокрема, обладнання вибою зобов'язані забезпечувати надійну та довготривалу експлуатацію свердловини.

Обладнання вибою залежить від багатьох факторів: літологічного і фаціального складу порід і цементуючого матеріалу, що складають колектор, механічної міцності порід, неоднорідності колекторських властивостей пласта по розрізу, наявності газоносних, нафтоносних і водоносних пластів в продуктивному розрізі, місце розташування свердловини відносно нафтогазоносної структури та призначення свердловини (експлуатаційна, нагнітальна, наглядова і т. д.).

Конструкція забою свердловини повинна забезпечувати:

- механічну стійкість привибійної частини пласта, доступ до забою необхідного обладнання;
- ефективний гідродинамічний зв'язок забою свердловини з газонасиченим пластом;
- можливість вибіркового розкриття чи ізоляції газонасичених пропластків та вибіркового впливу на них.

Геологічні і технологічні умови розробки родовищ різні, тому існує кілька типових конструкцій вибою свердловин [1].

При відкритому вибої башмак обсадної колони цементується перед покрівлею пласта. Потім пласт розкривається долотом меншого діаметра, причому стовбур свердловини навпроти продуктивного пласта залишається відкритим.

Така конструкція можлива при досить стійких гірських породах, в порівняно однорідному пласті, що не перешаровується глинами, схильними до набухання і обвалення, і відносно малій товщині шару, що залишається без кріплення. А також, лише при наявності до розкриття досить точних даних по покрівлі та підшві продуктивного пласта, і відсутність необхідності вибіркового впливу на окремі пропластки.

Істотним достоїнством відкритого забою є його гідродинамічна ефективність. Свердловина з відкритим забоем приймається за еталон і її коефіцієнт гідродинамічної досконалості приймається рівним одиниці.

Разом з тим, неможливість вибіркового розкриття необхідних пропластків і впливу на них разом з постійною загрозою обвалів в привибійній зоні, при створенні великих депресій, сильно обмежують можливості використання відкритого забою.

Якщо забій свердловини обладнаний фільтром, то можливі два варіанти конструкції.

При застосуванні першого варіанту, свердловина буриться відразу до підшви пласта, кріпиться обсадною колоною із заздалегідь насвердленими отворами в нижній частині, навпроти продуктивної товщі пласта, потім вище покрівлі пласта колона цементується за способом манжетної заливки. Простір між перфорованою частиною колони і розкритою поверхнею пласта залишається відкритим.

Умови застосування такої конструкції по суті однакові з умовами для застосування відкритого вибою. Однак в цьому випадку більш надійне кріплення забою і гарантується збереження повного діаметра колони до самого забою навіть у випадках часткового обвалення порід в привибійній частині.

Другий варіант: башмак обсадної колони спускається до покрівлі пласта і цементується. У відкритій частині пласта знаходиться фільтр з дрібними круглими або щілиноподібними отворами. Кільцевий простір між верхньою частиною фільтру і низом обсадної колони герметизується спеціальним сальником або пакером.

Для захисту від виносу твердих частин породи в експлуатаційну колону, застосовуються різноманітні фільтри. Наприклад, щілинні фільтри з поздовжніми отворами довжиною 50-80 мм і шириною 0,8-1,5 мм. Кільцеві фільтри, в яких щілини створювалися між торцями металевих кілець, по периметру яких встановлюються прокладки з каліброваного металевої стрічки. У ряді випадків використовуються гравійні фільтри, що представляють собою дві перфоровані дрібними отворами концентрично розташовані труби. В кільцевий простір між трубами утрамбовують відсортований гравій діаметром 4-6 мм, який затримує пластовий пісок.

Відомі металокерамічні фільтри, виготовлені шляхом спікання під тиском керамічного шроту. Кільця з такого матеріалу закріплюються на перфорованій трубі. Металокерамічні фільтри мають малий гідравлічний опір і затримують найдрібніші фракції піску. Часто використовують фільтри з титанового шроту [2].

Конструкція забою з фільтром застосовується рідко, тільки як засіб боротьби з утворенням піщаних пробок у свердловинах, та при розкритті незцементованих піщаних пластів, схильних до піскопроявлення. Пухкі породи, в такому разі, можуть укріплятися в'язучими речовинами.

Найбільш поширений тип – свердловини з перфорованим забоєм. Він відрізняється тим, що стовбур свердловини бурять до проектної позначки. Перед спуском обсадної колони стовбур і особливо його нижня частина, досліджується геофізичними методами. Результати досліджень дозволяють чітко встановити нафто-, водо- і газонасичені інтервали і намітити об'єкти експлуатації. Після цього в свердловину опускається обсадна колона, яка

цементується від забою до потрібної позначки, а потім перфорується в намічених інтервалах.

Свердловина з перфорованим забоем має наступні переваги:

- спрощення виконання геофізичних досліджень геологічного розрізу;
- надійна ізоляція різних прошарків, ще не розкритих перфорацією та стійкість забою свердловини;
- можливість розкриття пропущених або тимчасово законсервованих нефтогазонасичених інтервалів та поінтервального впливу на привибійну зону пласта.

Перфорований вибій при розкритті пласта, схильного до виносу породи в свердловину, не забезпечує надійний захист від надходження піску і утворення піщаних пробок на вибої. Для захисту навпроти перфорованого інтервалу розміщують додатковий фільтр для затримки піску. При цьому фільтраційний опір потоку пластової рідини різко зростає [3].

Отже, конструкція та обладнання забою свердловини обґрунтовується виявленими в ході геологорозвідувальних робіт даними. Для забезпечення запроєктованого режиму експлуатації обирають максимально ефективно обладнання вибійної частини свердловини. Вибір залежить від геолого-технічних умов видобутку. Широко застосовується перфорований вибій з встановленим, при необхідності, навпроти продуктивної частини пласта, фільтром.

Список використаних джерел: 1. Манюк, М. І. Геолого-промислові дослідження свердловин : навч. посіб. / М. І. Манюк, О. Р. Манюк. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. - 166 с. 2. Рахимов Й.Н. Конструкция фильтров призабойной части скважин – М: Горный информационно-аналитический бюллетень (ГИАБ), 2008. – с. 244-246 3. Фык М.И. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учебник / И.М. Фык, Е.И. Хрипко; под ред. проф. И.М. Фыка. – Харьков: Фолио, 2015. – 398 с.

ВПЛИВ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВ НА ГАЗО- І КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

О.П. Варавіна, аспірант
Национальный технический университет
«Харьковский политехнический институт»
(кер. д.т.н., проф. І.М.Фик)

Анотація. В роботі розглянуто вплив природних геологічних факторів, які впливають на ступінь вилучення газу та конденсату з надр. Складність геологічної (тектонічної) будови покладу прямо впливає на коефіцієнти газоконденсатовилучення: чим складніша тектоніка, тим важче забезпечити високе газоконденсатовилучення.

Ключеві слова: газоконденсатовилучення, геологічні фактори, газоконденсатні родовища, коефіцієнт, поровий простір.

Кінцеві величини газо- і конденсатовилучення визначаються після закінчення розробки газоконденсатних родовищ як відношення вилученої маси сухого газу (без C_{5+}) і конденсату (C_{5+}) відповідно до їх балансових запасів. В роботі конденсатовилучення розглядається як похідна від газовилучення: чим більше вилучення газу, тим більше вилучення конденсату.

До основних природних геологічних факторів, що впливають на ступінь вилучення газу та конденсату з надр, належать їх початкові запаси, глибина і термобаричні умови покладів, фізико-хімічні властивості пластового газу, тиск початку конденсації та характер кривої потенційного вмісту конденсату, колекторські властивості продуктивних горизонтів і ступінь їх літологічної однорідності, складність геологічної будови родовища (тектоніка) та активність пластових вод.

З іншого боку, на ступінь вилучення вуглеводнів з надр суттєвий вплив справляють технологічні та техніко-економічні фактори, основними з яких є: спосіб розробки покладів (виснаження чи підтриманням пластового тиску (природне чи штучне)); щільність сітки свердловин та вибір інтервалів розкриття пластів; темпи відбору газу із свердловин і родовища; якість

будівництва, розкриття та освоєння свердловин; надійність їх конструкції, захисту від корозії, можливість регулювання розробки пластів в умовах просування пластових вод; система промислового збору, підготовки й транспортування газу та конденсату; наявність місцевих споживачів низьконапірного газу; капітальні вкладення та експлуатаційні витрати, встановлені ціни на газ і конденсат.

Розглянемо вплив природних геологічних факторів, який вони справляють на ступінь вилучення газу та конденсату з надр.

Початкові запаси. Кінцеві коефіцієнти газо- і конденсатовилучення перебувають у прямій залежності від величини початкових запасів для всіх природних режимів розробки. Можна виділити два головні фактори позитивного впливу величини запасів на кінцеве газо- і конденсатовилучення:

- перший - організаційно-технологічний, коли концентрація промислових робіт в одному місці, наприклад, на великому газоконденсатному родовищі, при тих же капітальних і експлуатаційних затратах дає можливість провести більше технічних і технологічних робіт, спрямованих на збільшення газо- і конденсатовилучення;

- другий - геолого-технологічний, коли є можливість розгорнути роботи по площі і розрізу для впровадження необхідних нових систем розробки, спрямованих на максимальне газоконденсатовилучення.

Необхідно зауважити, що порівнювати коефіцієнти кінцевого газо- і конденсатовилучення та величину запасів слід тільки для однакових режимів розробки, тому що при однакових запасах газу і конденсату кінцеве вилучення вуглеводнів завжди буде вище там, де відсутній водонапірний режим або його елементи.

Глибина і термобаричні умови. Ці фактори, як правило, залежні: із збільшенням глибини підвищується температура і пластовий тиск. В ідеальних умовах ці фактори безпосередньо впливають на кінцеве газоконденсатовилучення, тому що при однакових кінцевих робочих тисках

розробки газоконденсатних родовищ більше газу і конденсату буде видобуто з тих родовищ, де більша глибина і більший початковий пластовий тиск [3].

Чим більша різниця між $P_{п}$ і $P_{кін}$, тим вищим буде коефіцієнт конденсатовилучення.

Фізико-хімічні властивості пластового газу. Вони значною мірою впливають на кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення через співвідношення вуглеводнів метанового ряду, особливо C_{5+} , тобто: чим більше у пластовому газі вуглеводнів C_{5+} , тим нижчий буде коефіцієнт конденсатовилучення з родовища [1,7].

На більшості газоконденсатних родовищ України з високим вмістом конденсату, тиск початку конденсації дорівнює початковій величині пластового тиску або трохи нижче, що призводить до інтенсивної конденсації важких вуглеводнів при падінні пластового тиску та різкого зниження фазової проникності для газу.

Як показав досвід, розробка таких покладів на виснаження (горизонти В-16-17 Тимофіївського НГКР, горизонт Н-5 Березівського ГКР, горизонти В-16-18 Гадяцького ГКР та ін.) при порівняно високому пластовому тиску і поточному газовилученню у межах 35-45% припиняється стабільне фонтанування свердловин, що призводить до низького значення коефіцієнта вилучення не лише конденсату, а й природного газу [6,8,9].

Колекторські властивості продуктивних пластів. Вплив колекторських властивостей пластів на коефіцієнти газо- і конденсатовилучення слід розглянути у двох напрямках:

- перший - це вплив при розробці на виснаження;
- другий - це вплив при розробці в умовах прояву водонапірного режиму.

При розробці газоконденсатних родовищ на виснаження головним петрофізичним параметром, що істотно впливає як на поточне, так і на кінцеве газоконденсатовилучення, є проникність. Чим більша проникність, тим більші будуть і поточні, і кінцеві коефіцієнти конденсатовилучення. Для багатопластових родовищ з низькою проникністю суттєвими стають градієнти

початкових пластових тисків; на пізній стадії розробки залучаються в дренавання пласти і зони з початковим пластовими тисками, зростають запаси, розраховані методом падіння пластового тиску, збільшується строк розробки родовищ. Наприклад, Шебелинське газоконденсатне родовище: запаси, розраховані об'ємним методом і затверджені ДКЗ СРСР у 1966 р., становили 464 млрд.м³, а запаси, підраховані по падінню пластового тиску і затверджені ДКЗ у 1988 р., склали 650 млрд.м³ і продовжують зростати.

На сьогодні запаси газу Шебелинського родовища оцінюються спеціалістами УкрНДІгазу в об'ємі 720 – 730 млрд.м³, що відкриває нові перспективи його розробки. В принципі, при виснаженні коефіцієнт газовилучення залежить від кількості свердловин і фактора часу, колекторські властивості прямо впливають на поточний коефіцієнт газовилучення.

При розробці газоконденсатних покладів в умовах прояву водонапірного режиму вплив колекторських властивостей продуктивних пластів на коефіцієнти газо- і конденсатовилучення різко зростає. Це пов'язано з формуванням залишкової газонасиченості у поровому просторі за фронтом витіснення газу водою.

У роботі [2] автором на основі аналізу рівняння Козені-Кармана теоретично доведено, що коефіцієнт залишкової газонасиченості перебуває у такій залежності від колекторських властивостей:

$$K_{з.г} = K_{г} - \frac{1}{m} \sqrt[n]{\frac{8K_{пр} \cdot a}{(r_{сер}^{\phi})^2 \cdot 10^{12}}} \quad (1)$$

де: $K_{з.г}$ – коефіцієнт залишкової газонасиченості;

- $K_{г}$ – коефіцієнт початкової газонасиченості;

- $K_{пр}$ – коефіцієнт проникливості;

- a - структурний коефіцієнт;

- n - структурний показник;

- $r_{сер}^{\phi}$ - середній радіус порового простору, по якому фільтрується вода.

З рівняння (1) видно, що вплив колекторських властивостей на залишкову газонасиченість сповна підтверджують результати експериментальних досліджень наведених у роботах [2,5] (див. формулу 2).

$$K_{з.г.} = K_{г.} - \frac{1}{K_{п.}} (0,024 \lg K_{ср} + 0,03) \quad (2)$$

Де: $K_{п.}$ – коефіцієнт пористості;

З метою оцінки впливу колекторських властивостей на коефіцієнти газота конденсатовилучення авторами пропонується ввести новий параметр - коефіцієнт пасивної газонасиченої пористості $K_{п.нас.}$, яка дорівнює:

$$K_{п.нас.} = K_{з.г.} \cdot K_{п.} \quad (3)$$

На відміну від динамічної пористості пасивна газонасичена пористість являє собою ту частину газонасиченого порового простору, яка не охоплюється обводненням при проходженні води крізь поровий простір.

Виходячи із теоретичного та експериментального вивчення впливу на пасивний коефіцієнт газонасиченої пористості як проникності, так і початкової газонасиченості, слідує, що як проникність, так і початкова газонасиченість прямо впливають на коефіцієнт пасивної газонасиченої пористості.

Таким чином, чим кращі колекторські властивості пласта, тим більший буде коефіцієнт пасивної газонасиченої пористості і тим менше буде газовилучення в обводненій зоні пласта.

Що ж до конденсатовилучення обводненої зони, то пропонується ввести новий коефіцієнт залишкової конденсатонасиченості пластового газу в обводненій зоні $\eta_{к.з.}$, який визначається з рівняння:

$$\eta_{к.з.} = \frac{K_{п.нас.} q_{пот}}{K_{п.еф} q_{поч}} \quad (4)$$

де: $K_{п.еф}$ - коефіцієнт ефективної газонасиченої пористості;

$q_{поч}$, $q_{пот}$ - питомих вміст конденсату у пластовому газі - початковий і поточний.

Аналіз формули (4) показує, що чим більші співвідношення

$\frac{K_{п.нас.}}{K_{п.эф}}$ і $\frac{q_{пот}}{q_{поч}}$, тим більший буде коефіцієнт залишкової

конденсатонасиченості обводненої зони.

Складність геологічної (тектонічної) будови покладу прямо впливає на коефіцієнти газоконденсатовилучення: чим складніша тектоніка, тим важче забезпечити високе газоконденсатовилучення [3]. Прикладом впливу геологічної будови на ефективність розробки може бути Новотроїцьке газоконденсатне родовище [4]

Технологічні і техніко-економічні фактори також суттєво впливають на коефіцієнти газо- і конденсатовилучення. Найперше - це система і спосіб розробки покладів (режими розробки: природний - виснаження, водонапірний, змішаний; штучний - сайклінг-процес, перепуск газу, заводнення та ін.). Але на відміну від геологічних ці фактори піддаються регулюванню і можуть бути враховані при підготовці проектів розробки, а тим самим регулюються коефіцієнти як газо-, так і конденсатовилучення.

Список використаних джерел: 1. Тер-Саркисов Р. М. Повышение углеводородоотдачи пласта нефтегазоконденсатных месторождений. - Москва: ВНИИГаз, 1998. - С. 150-173. 2. Фык И. М. Влияние параметров пористой среды на остаточную газонасыщенность // Газовая промышленность. - 1981. - № 1. - С.18-19. 3. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. - Москва: Недра, 1992. - 255с. 4. Резуненко В. И., Борисовец И. И., Остапенко А. Ф. и др. Сайклинг-процесс на Новотроицком месторождении // Газовая промышленность. - 1993. - № 11. - С. 12 - 14. 5. Фык И. М. К вопросу охвата вытеснением при сайклинг-процессе // Нефтяная и газовая промышленность. - 1991. - № 3. - С. 33-34. 6. Григорьев В. С. Прогнозирование углеводородоотдачи пластов // Газовая промышленность. - 1990. - № 6. - С. 45 - 47. 6. Гвоздев Б. П., Гриценко А. И., Корнилов А. Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Спр. пос. - Москва: Недра, 1988. - 575с. 7. Саркисов Р. М., Пешкин М. А., Бикман Е. С. Обработка призабойной зоны газоконденсатных скважин диоксидом углерода // Нефтяная и газовая промышленность. - 1989. - №1. - С. 33-35. 8. Фик И. М. Спосіб запобігання випаданню конденсату в пласті // Нафтова і газова промисловість. - 1997. - №3. - С. 21-23.

ЛІТОЛОГО-ФАЦІАЛЬНИЙ АНАЛІЗ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ А-8 КОБЗІВСЬКОГО-ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА (ГКР)

Я.О. Раєвський, інженер
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
(кер. д.т.н., проф. І.М.Фик)

Анотація. Робота присвячена виділенню фацій в межах продуктивного горизонту А-8 Кобзівського ГКР. Виділено 2 фацій та 4 підфації. Розглянуті колекторські властивості порід. Встановлені перспективні фації для пошуку вуглеводнів.

Ключові слова: брахіантиклінальна складка, горизонт, берегові вали, пісковик, проникність, пористість, форамініфери, фація.

Кобзівське ГКР знаходиться на південному-заході Харківської області на території Красноградського та Кегичівського районів.

В геологічній будові продуктивного горизонту А-8 Кобзівського ГКР беруть участь піщано-алевроліто-глинисті відклади, які належать до меліхівської пачки картамишської світи асельського ярусу нижньої пермі.

В продуктивному горизонті А-8 виділено 2 фації та 3 підфації. Вони виділені за такими основними двома параметрами: комбінацією літологічних різновидів порід та їх текстурами. Всі фації мають морський генезис. Цей факт був встановлений на підставі знайдених у цих відкладах форамініфер.

Завдяки проведеному літолого-фаціальному аналізу в горизонті А-8 встановлені такі фації: 1) лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2) фація берегових валів. У складі лагунної фації строкатоколірних та сіроколірних відкладів виділено 3 підфації: а) лагунна підфація аргілітів та глин; б) лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів; в) лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків.

Біля склепінної частини складки є територія на якій відсутні дані та інтерпретацію зробити неможливо.

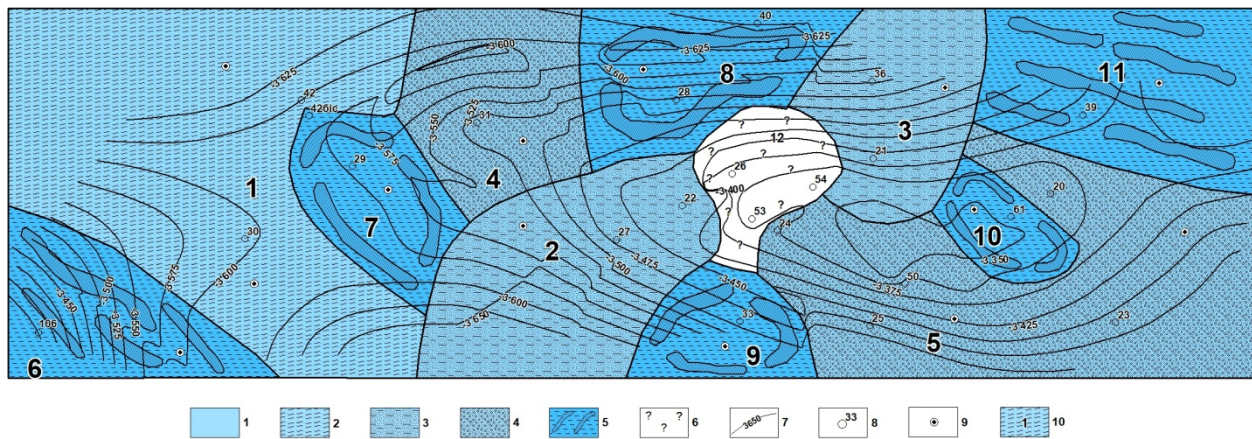


Рис 1. Літолого-фаціальна карта горизонту А-8 ($P_1^{mch} kt$) Кобзівського газоконденсатного родовища.

Умовні позначення: 1 – лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2 – лагунна підфація аргілітів та глин; 3 – лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів; 4 – лагунна під фація аргілітів, глин, алевролітів та пісків; 5 – фація берегових валів; 6 – дані відсутні; 7 – ізогіпси підошви продуктивного горизонту та її абсолютні відмітки; 8 – свердловина та її номер; 9 – форамініфери; 10 – порядковий номер фації або підфації.

Аналізуючи рис. 1 встановлено, що:

Лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів розвинена на північному-заході, півночі, південному-сході та півдні території. Вона виділена та об'єднує в своєму складі три підфації за такими даними: а) різний набір літологічних різновидів у зв'язку зі зміною гідродинамічних умов ділянок осадонакопичення; б) в ній відмічені текстури підфіцій, які входять у її склад (див. нижче).

Лагунна підфація аргілітів та глин розвинена лише на заході території. Ця фація виділена за такими даними: а) вона представлена перешаруванням глин та аргілітів; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті, комкуваті текстури та полого-хвилясто-шаруваті текстури.

Лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів розвинена навколо території, по якій дані відсутні, та локалізується на північному сході та південному заході території дослідження. Фація виділена за такими даними: а) вона складена перешаруванням аргілітів, глин та алевролітів; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті та перехресно-шаруваті

текстури; в) у свердловині №21 відмічені включення рожевого ангідриту та відбитки рослин.

Лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків розвинена на північному заході та південному сході цієї території. Фація виділена за даними: а) вона складена перешаруванням аргілітів, глин, алевролітів та пісковиків; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті та косо-хвилясто-шаруваті текстури; в) у свердловині №23 на поверхнях нашарування відзначаються знаки рябі – хвильова діяльність моря.

Фація берегових валів розвинена на території плямами і локалізується на південному заході, заході, півдні, півночі, сході та північному сході. Фація виділена за такими даними: а) вона складена перешаруванням аргілітів, глин та пісковиків, в деяких свердловинах відмічені прошарки алевролітів; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті та косо-шаруваті текстури; в) в свердловині №33 виявлені гієрогліфи бризок води – літораль; г) відзначається вуглефікований рослинний детрит та відбитки рослин (*Calamites* ?). [1]

Нижче наведені колекторські властивості осадових порід в таблицях 1 и 2.

Таблиця 1.

Колекторські властивості підфацій лагунної фації строкатоколірних та сіроколірних відкладів

Порядковий номер підфації на карті	Підфації	Літологічний склад	Колекторські властивості
1	лагунна підфація аргілітів та глин	Аргіліт коричнево-бурий, містить по шару рівномірно-розсіяний домішок алевроитового матеріалу.	$K_{\text{пр.ал.}} = <0,01-0,12 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 3,5-8,4 \%$. $K_{\text{пр.гл.арг.}} = 0,53 \text{ деф.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 4,2-5,3 \%$.
2	лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів	Глина аргілітоподібна коричнево-бура, інколи з прошарками зеленувато-сірої, Алевроліт коричнево-бурий, Аргіліт коричнево-бурий алевроитистий	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,11-2,51 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 6,0-8,7 \%$. $K_{\text{пр.ал.}} = 0,07-0,75 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 6,0-8,7 \%$. $K_{\text{пр.гл.арг.}} = 0,05 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 4,6-7,7 \%$.
3	лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів	Арг-т кор-бур. Ал-т кор-бур,к/з на глин. цем.	$K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - 0,08 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 6,2-7,4 \%$. $K_{\text{пр.гл.}} = \text{зруйн. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 5,5 \%$.
4	лагунна підфація аргілітів, глин,	П-к кор-бур, др-т/з на гл. цем. Арг-т кор-бур, алевр. Ал-т кор.-бур.пішанистий.	$K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - 0,1 \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 4,6-8,4 \%$. $K_{\text{пр.гл.}} = \text{зруйн. м}^2$,

	алевролітів та пісків	Глина арг. под. кор.-бур.	$K_{\text{пор.гл.}} = 5,9-8,6 \%$
5	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків	Аргіліт т.-сір., доломітистий. Алевроліт кор.-бур., на глин. цем. П-к кор.-бур., др.-т\з, на глин. цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = <0,01 - 0,79 \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 4,4-10,5 \%$. $K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - 0,07 \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 4,4-10,5 \%$ $K_{\text{пр.гл.}} = \text{не проник, тр.} - 0,05 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 5,1-5,9 \%$.

Таблиця 2.

Колекторські властивості фацій берегових валів

Порядковий номер фації на карті	Фації	Літологічний склад	Колекторські властивості
6	фація берегових валів	Аргіліт кор.-бурий Пісковик кор.-бурий, т-др/з, алевроитистий на гл. цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,03 - 0,55 \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 3,9-11,8 \%$. $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 4,5 \%$.
7		Аргіліт зел-сір алевроитистий Алевроліт кор.-бур., глин. П-к кор.-бур., т/з, алевр. на глин.цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,12 - 2,68 \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 7,4-10,1 \%$. $K_{\text{пр.ал.}} = 0,17-6,25 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 3,6-7,7 \%$ $K_{\text{пр.гл.}} = 1,01 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 3,4-4,8 \%$.
8		П-к т/з, кор-бур. на гл. цем. Глина арг-под, кор-бур, алевр-та Ал-т кор-бур. на гл. цем	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,20 - 0,76 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 7,1-8,2 \%$. $K_{\text{пр.ал.}} = \text{не прон.} - 0,42 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 3,4-5,0 \%$. $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01-0,25 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 3,9-6,5 \%$.
9		Ал-т кор-бур, піщан, на гл. цем. П-к кор-бур, т-др/з на гл. цем. Глина арг-под, кор-бур, алевр.	$K_{\text{пр.піск.}} = <0,01 - 0,74 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 6,5-9,1 \%$. $K_{\text{пр.ал.}} = 0,8-1,6 \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 3,9-5,7 \%$. $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01\text{-зруйн. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 4,9-6,9 \%$.
10		Ал-т кор-бур, піщан, на гл. цем. П-к кор-бур, т-др/з на гл. цем. Глина арг-под, кор-бур, алевр.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,37 - 8,47 \text{ м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 6,1-14,7 \%$. $K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 8,8 \%$. $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 6,1 \%$.
11		П-к кор-сір, др/з на глин-карб. цем. Глина строкатозабарв. у кор-бур. і зел-сір. кольори, алевроитиста Ал-т кор-бур. на гл. цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,46 - 2,71 \text{ тр. м}^2$, $K_{\text{пор.піск.}} = 5,6-12,3 \%$. $K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - \text{зруйн. м}^2$, $K_{\text{пор.ал.}} = 5,6-6,6 \%$. $K_{\text{пр.гл.}} = \text{зруйн. м}^2$, $K_{\text{пор.гл.}} = 6,4 \%$.

На підставі виділених фацій і складених таблиць колекторських властивостей прослідковується залежність. Колекторські властивості збільшуються в напрямку від подфації аргілітів і глин до підфації аргілітів,

глин, алевролітів і пісків. Найкращі колекторські властивості відзначені в фації берегових валів.

В межах склепінної частини складки перспективними для пошуку вуглеводнів є фація берегових валів (№ 9, 10, 11) та підфація аргілітів глин, алевролітів та пісків (№ 4, 5). Інші менш перспективні, оскільки вони знаходяться за межами склепінної частини складки.

Список використаних джерел: 1. Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нестегазоносностью. М.: Недра, 1977, – 102 с.

ЛІТОЛОГІЧНІ І ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ОСОБЛИВОСТІ КЕМБРІЙСЬКИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ, РОЗКРИТИХ СВЕРДЛОВИНАМИ БУЧАЧ-1 І ЗАЛІЗЦІ-1 (ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ)

**Г.С. Федчун, аспірант
Львівський національний університет імені Івана Франка**

Анотація. Здійснено аналіз літологічного складу та фільтраційно-ємнісних особливостей відкладів зі свердловин Бучач-1 та Залізці-1. За результатами досліджень встановлено, що пісковики із свердловин характеризуються високою пористістю, проникністю та наявністю органічної речовини, що свідчить про прямі ознаки породи-колектора.

Ключові слова: кембрій, нафта, газ, породи-колектори, Волино-Поділля.

Кембрійський комплекс відкладів – це регіонально нафтогазоносний комплекс південно-західної окраїни СЕП. Прогнозні ресурси комплексу складають понад 50 % від загальних запасів. З цими відкладами пов'язують 64,4 % ресурсів вільного газу, де є можливість відкриття середніх і більших за запасами родовищ на глибинах до 3-4 км [2]. Звідси уся наукова і практична зацікавленість кембрійським літолого-стратиграфічним комплексом.

Територія, де пробурено свердловини Бучач-1 та Залізці-1 знаходиться на південному-сході Волино-Поділля і належить до Подільського перспективного району [1].

Зі свердловини Бучач-1 дослідження проводилися на пісковиках з інтервалу глибин 1570-1637,5 м. Це відклади домінопольської та стохідської світ (нижній кембрій). Пісковики світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті. Складені на 90-95% кварцом, спостерігаються поодинокі зерна кислого плагіоклазу та карбонату. Акцесорні мінерали: турмалін, циркон, рутил. Розмір зерен 0,1 – 0,5 мм. Крупні зерна (> 0,3 мм) кварцу часто розбиті різноорієнтованими тріщинами. За даними досліджень растрового електронного мікроскопа-аналізатора встановлено, що тріщини виповнені органічною речовиною (бітум) (рис. 1). Проте даний метод дослідження не дає змоги встановити детальний склад органіки. Кількість органічної речовини у зрізі шліфа становить 10 %. Тип цементу пісковиків плівковий. Мінеральний склад цементуючої маси бітумінозно-глинистий.

Абсолютна газопроникність сягає 1,8 – 2,4 мД. Відкрита пористість коливається від 3, 2 до 7,1 %.

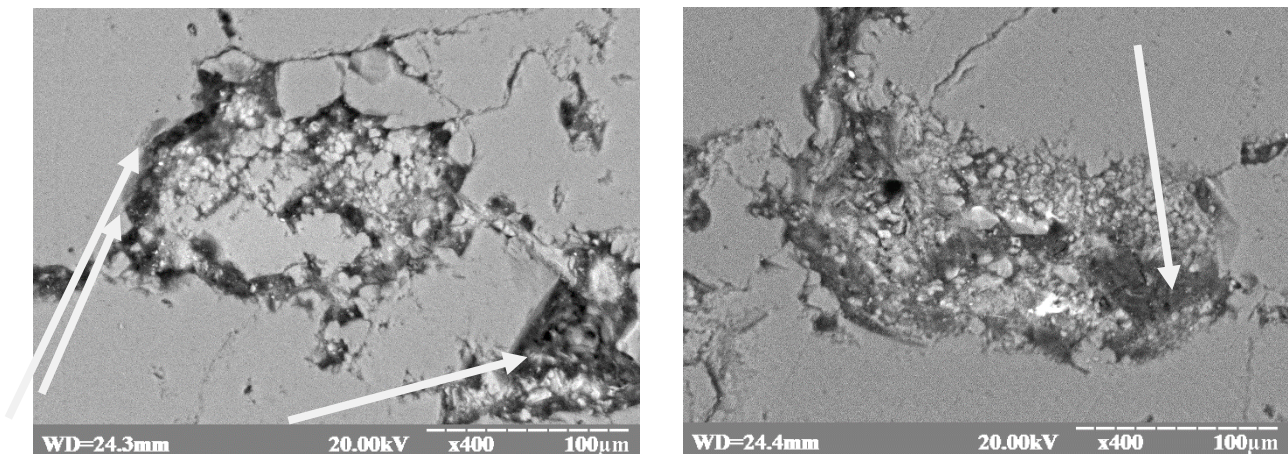


Рис.1. Включення органіки у кембрійських відкладах св. Бучач-1 (інт.1634,5-1637,5 м)

У свердловині Залізці-1 літолого-петрофізичні дослідження проводилися на пісковиках з інтервалу глибин 1145-1147 м. У віковому співвідношенні це відклади стохідської світи. Пісковки світло-сірі із зеленкуватим відтінком,

кварцові, дрібно- середньозернисті. Вони складені на 90-95 % із кварцу, трапляються поодинокі зерна кислого плагіоклазу. Із акцесорних мінералів спостерігається сферичний турмалін. Присутня органічна речовина (бітум). Тип цементу плівковий. Мінеральний склад цементуючої маси бітумінозно-глинистий (рис. 2).

Абсолютна проникність 5,2 мД. Відкрита пористість 8 %. Це свідчить про сприятливі умови для накопичення та міграції вуглеводнів.

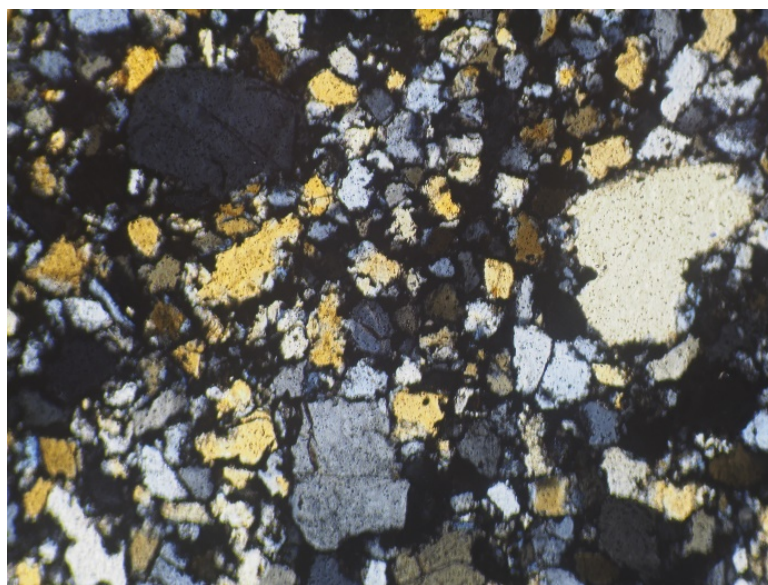


Рис.2. Мікрофотографія пісковика кембрійських відкладів св. Залізці-1 інт. 1145-1147 м (схрещені ніколі; збільшення $\times 64$)

Пісковики зі свердловин Залізці-1 (1145-1147 м) і Бучач-1 (інтервал 1634,5-1637,5 м) відносяться до стохідської світи. За літологічними особливостями вони подібні, натомість за фільтраційно-ємнісними властивостями помітно різняться: пісковики із свердловини Залізці-1 у двічі перевищують показники абсолютної проникності та відкритої пористості за пісковики у свердловині Бучач-1. Проте наявність органічної речовини у цих відкладах свідчить про сприятливі умови для накопичення вуглеводнів.

Відклади із свердловин Бучач-1 та Залізці-1 характеризуються високою пористістю, проникністю та наявністю органічної речовини, що свідчить про прямі ознаки породи-колектора.

Список використаних джерел: 1. Вишняков І.Б., Вуль М.Я., Гоник І.О. та ін. Сучасний стан вуглеводневої сировинної бази Західного нафтогазоносного регіону України та основні напрями геологорозвідувальних робіт щодо її освоєння // Мін. ресурси України – 2014 р. – №4. – С.33-38. 2. Федішин В. О., Вуль М. Я., Гаврилко В. М. Прогнозні ресурси вуглеводнів Західного регіону України та стратегія їх освоєння // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2005. – № 1. – С. 5–14.

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ГЕОТЕРМАЛЬНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ

**О.М. Шендрик, провідний науковий співробітник
Український науково-дослідний інститут природних газів
«УкрНДГаз»**

**Д.О. Шендрик, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»**

Анотація. В сучасних геотермальних електростанціях гарячий теплоносіє підіймається з вибою геотермальної свердловини на поверхню, а потім надходить до енергогенеруючих блоків. На шляху до поверхні Землі теплоносіє несе великі теплові втрати, що значно зменшує енергоефективність таких станцій і значно обмежує географію провадження геотермальної енергетики.

В роботі розглядається енергозберігаючий варіант зануреного геотермального на низько киплячих теплоносіях як шлях значного поширення геотермальної альтернативної енергетики.

Ключові слова: геотермальна енергетика, ліквідовані свердловини, екологія, теплові аномалії.

Енергетичні проблеми змушують людство все активніше впроваджувати альтернативні способи отримання енергії [1]. На даний час нові напрямки альтернативної енергетики не в змозі замінити традиційні способи отримання енергії. Це пов'язано з підвищеними фінансовими витратами на впровадження нових технологій (в порівнянні з традиційними) і з обмеженнями по прив'язці

до природних джерел енергії (річки, маршрути вітрів, геотермальні джерела) [2, 3]. Тому для розвитку альтернативної енергетики вкрай важливо зробити її технології більш універсальними, дешевими і не примхливими [4]. У більшості випадків споживачеві не потрібні понад великі потужності. Набагато важливіше надійність, невисока вартість і можливість отримати енергію в будь-якій точці Землі.

Одним з таких напрямків може стати вдосконалена геотермальна установка реалізована на основі малогабаритних заглиблених енергоблоків на низько киплячих теплоносії, яка будучи занурені в свердловину використовують геотермальну енергію для генерації електричного струму рис.1.[5].

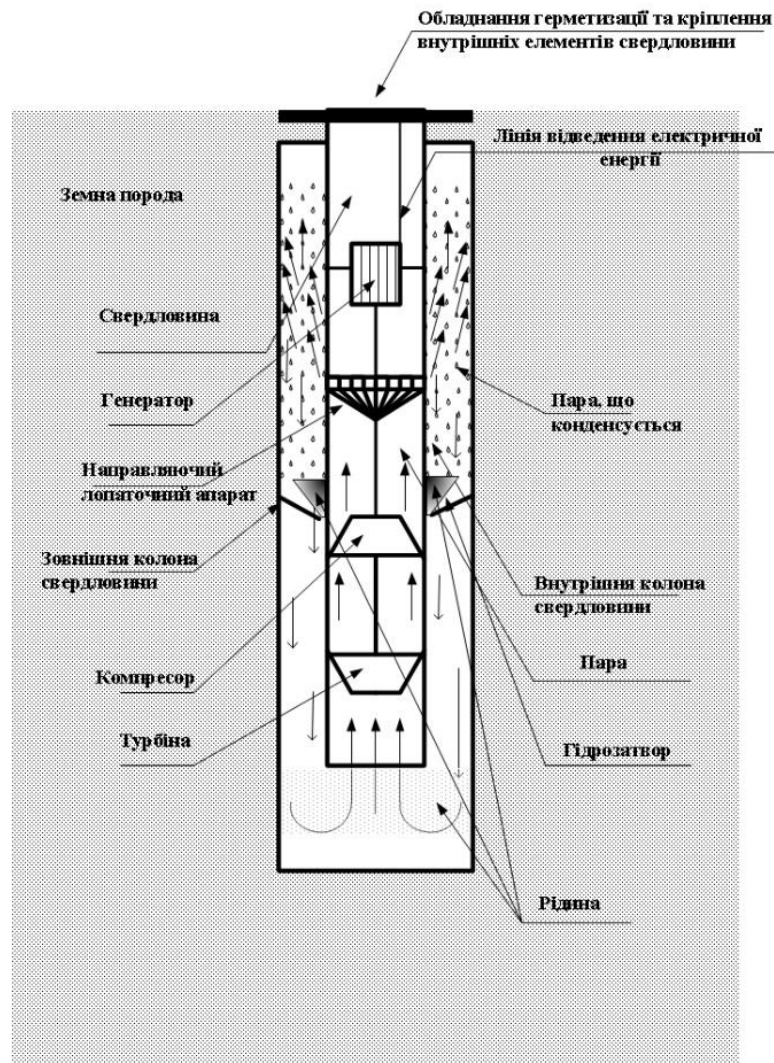


Рис.1. Принципова схема геотермального електрогенератора зануреного типу.

При цьому використання ліквідованих газових і нафтових свердловин може кардинально здешевити установку, а низько киплячі реагенти можуть дозволити використання технології і у відносно холодних породах (наприклад в порівнянні з гейзерами). Кількість ліквідованих свердловин в світі на даний час (за різними джерелами) налічує 7-8 мільйонів і це число постійно зростає. Особливе значення має занурюване виконання генератора оскільки на традиційних геотермальних електростанціях генератори розташовані на поверхні Землі і це призводить до величезних втрат енергії при теплообміні колон свердловин з породою зовні свердловини. У разі геотермальної енергетики саме великі теплові втрати призводять до обмеження впровадження геотермальних електростанцій. Адже для стандартної геотермальної електростанції необхідні джерела гарячої води, які залягають неглибоко. Можна сказати, що в новому варіанті саме енергозбереження дозволяє використовувати геотермальні енергоблоки там, де це раніше було неможливо.

Такі технології можуть масово застосовуватися в газовій і нафтовій промисловості, на вже пробурених але ліквідованих з різних причин свердловинах, в районах природних теплових аномалій - наприклад вулканів (Єллоустонський супервулкан, Везувій), в районах техногенних теплових джерел (вугільні терикони). У всіх цих випадках джерелом енергії буде безкоштовне тепло, що значно знизить витрати на виробництво електричної енергії, а в разі ліквідованих свердловин можна навіть використовувати відпрацьоване газовидобувне обладнання. При цьому виробництво електроенергії буде екологічним, а в разі геотермальних установок і умовно невичерпним.

Список використаних джерел: 1. *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change". UN Treaty Database. Retrieved 27 November 2014.* 2. *Final draft of climate deal formally accepted in Paris. CNN. Cable News Network, Turner Broadcasting System, Inc., December 12, 2015.* 3. *Paris climate talks: France releases 'ambitious, balanced' draft agreement at COP21. ABC Australia, 12 December 2015.* 4. *Шендрік Д.О. Підвищення ефективності сонячних батарей: Д.О. Шендрік//Сучасні проблеми машинобудування: матеріали X конф. молодих вчених та спеціалістів, 16-19 листопада 2015 р., Харків / орг. ком. Мацевитий Ю.М. та ін. – Х.: Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного,*

2015. 5. Патент № UA 114339 U України (51) МПК F24J 3/08 (2006.01) Спосіб перетворення геотермальної енергії в електричну/ Шендрик О.М., Шендрик Д.О.; заявники та патентовласники Шендрик О.М., Шендрик Д.О. -№ и 2016 08198; заявл. 25.07.16. опубл. 10.03.20173. Бюл. № 5. 6. Сибикин, Ю. Д. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. — М.: ИП РадиоСофт, 2008. — 338 с.

Наукове видання

«ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ»
МАТЕРІАЛИ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(м. Харків, 14–15 травня 2019 р.)

Збірник наукових праць

Українською, російською, англійською мовами

Відповідальний за випуск: І.М. Фик

Комп'ютерне верстання: Я.О. Раєвський, О.В. Чуєнко

Підписано до друку 25.04.2019 р.
Формат 60x84/16. Папір офсетний. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 4,62. Обл.-вид. арк. 4,72.
Тираж 100 пр. Зам. №0485. Ціна договірна.

61022, м. Харків, майдан Свободи, 4
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Надруковано ТОВ «ТО Ексклюзив»

Свідоцтво про держреєстрацію ДК № 347 від 28.02.2001 р.

м. Харків, вул. Серіківська, 41. E-mail: exkluz@ukr.net