

ГЕОЛОГІЯ

УДК 622.279.23/4

Ю.М. Дмитровський, ст. наук. співр.,
С.Є. Латишев, наук. співр.,

Український науково-дослідний інститут природних газів

УТОЧНЕННЯ ГЕОЛОГІЧНИХ МОДЕЛЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ОБ'ЄКТІВ У ПРОЦЕСІ ЇХ РОЗРОБКИ (НА ПРИКЛАДІ БІЛЬСЬКОГО РОДОВИЩА)

За результатами розробки газоконденсатних покладів верхньовізейських горизонтів В-14-16 Більського родовища встановлено невідповідність існуючої структурно-тектонічної моделі родовища даним розробки. На базі аналізу отриманих даних щодо експлуатаційних об'єктів гор. В-14, В-15б, В-16 скориговано структурно-тектонічну модель верхньовізейських відкладів Більського родовища. В західній частині родовища доведено відсутність ускладнюючого порушення в межах тектонічних блоків 1б та 1в; протрасовано тектонічні порушення, які поділяють західну частину Більської структури на тектонічні блоки 1а і 1в а також на тектонічні блоки 1а і 1в. Крім цього в роботі наведено фактичні дані, що свідчать про відсутність тектонічного порушення, яке поділяє східну частину структури на тектонічні блоки 2а та 2б.

Ключові слова: тектонічне порушення, розробка покладів, дренавані запаси вуглеводнів, поровий об'єм, пластовий тиск, тектонічні блоки.

Ю. М. Дмитровский, С. Е. Латышев. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ РАЗРАБОТКИ (НА ПРИМЕРЕ БЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ). По результатам разработки газоконденсатных залежей верхневизейских горизонтов В-14-16 Бельского месторождения установлено несоответствие существующей структурно-тектонической модели месторождения данным разработки. На базе анализа полученных данных по эксплуатационным объектам гор. В-14, В-15б, В-16 была скорректирована структурно-тектоническая модель верхневизейских обложений Бельского месторождения. В западной части месторождения доказано отсутствие усложняющего нарушения в пределах тектонических блоков 1б и 1в; протрасированы тектонические нарушения, которые разделяют западную часть Бельской структуры на тектонические блоки 1а и 1в, а также на тектонические блоки 1а и 1в. Кроме того в работе приведены фактические данные, которые свидетельствуют об отсутствии тектонического нарушения, которое делят восточную часть структуры на тектонические блоки 2а и 2б.

Ключевые слова: тектонические нарушения, разработка залежей, дренаруемые запасы углеводородов, пластовое давление, тектонические блоки.

Вступ. Нарощування ресурсної бази вуглеводнів можливе не тільки за рахунок відкриття нових родовищ або покладів, а і за рахунок родовищ, що перебувають тривалий час у розробці. Тому проблема вилучення залишкових запасів вуглеводнів на сьогоднішній час вкрай актуальна [1-5].

На протязі геологічного вивчення, з моменту відкриття та подальшого введення родовища вуглеводнів у розробку, як правило, спостерігається суттєва невідповідність існуючої геологічної моделі наявним даним розробки. При цьому спостерігаються суттєві невідповідності між проектними та фактичними показниками розробки, що значно ускладнює процес вилучення вуглеводнів. В поровому об'ємі таких експлуатаційних об'єктів з часом виявляються пропущені незадреновані ділянки та навіть нові поклади вуглеводнів. Подібна ситуація в 2014-2015 рр. склалась стосовно візейських об'єктів розробки Більського родовища.

Більське родовище знаходиться в межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району. В тектонічному відношенні розташоване в центральній частині північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Нафтогазоно-

сність Більського родовища пов'язана з юрськими, тріасовими відкладами мезозою та нижньо-пермськими і кам'яновугільними відкладами палеозою.

Родовище відкрите в 1957 році свердловиною 1 – при випробуванні відкладів середньої юри та глинистої товщі тріасу отримано промисловий приплив газу. Подальшими геологорозвідувальними роботами встановлена нафтогазоносність тріасових, юрських, пермських та кам'яновугільних відкладів. У 1993 р. виконано підрахунок запасів вуглеводнів Більського родовища по нижньокам'яновугільних відкладах. В 1994 р. УкрНДГазом складено проект розробки візейських відкладів, останній підрахунок запасів вуглеводнів візейських відкладів виконаний у 2007 р.

Актуальність. Відомо, що перший підрахунок запасів вуглеводнів базується на спрощених геологічних моделях експлуатаційних об'єктів. Причина зрозуміла – на даному етапі геологічного вивчення фактичний матеріал наявний в недостатньому обсязі для побудови більш-менш коректної моделі, наближеної до фактичної. Надалі, в процесі експлуатаційного розбурювання та введення в розробку покладів вуглеводнів,

з'являється значний об'єм нового геолого-промислового матеріалу. З геолого-гідродинамічних позицій щодо побудови моделі, найбільш важливим є аналіз динаміки поточних пластових тисків по свердловинах. В даній статті, як приклад, наведено структурно-тектонічну модель кам'яновугільних відкладів, яка скоригована за результатами розробки на прикладі експлуатаційних об'єктів верхньовізейських відкладів.

Враховуючи значні залишкові запаси вуглеводнів покладів західної частини родовища, основні питання стосуються співставлення даних розробки зі структурно-тектонічною будовою блоків 1б та 1в. З цією метою у 2015 році в рамках роботи з "Доповнення проекту розробки Більського родовища" авторами уточнено геологічну будову західної частини структури та підраховані початкові запаси вуглеводнів цієї ділянки структури з врахуванням останніх даних розробки родовища. Далі розглянуто параметри розробки покладів, в першу чергу динаміка пластових тисків та об'ємів видобутку газу по свердловинах експлуатаційних об'єктів, горизонтів В-14 та В-15б, що дозволило уточнити геолого-гідродинамічну модель родовища.

Аналіз попередніх робіт. Питанню деталізації та коригування експлуатаційних об'єктів нафтогазових родовищ ДДЗ в комплексі з результатами їх розробки в останні роки присвячено ряд робіт [6-20].

У підрахунку запасів 2007 року структурно-тектонічна модель нижньокам'яновугільних відкладів Більського родовища представляє собою асиметричне підняття амплітудою 650 м, яке приблизно навпіл розбите тектонічним порушенням північно-східного простягання амплітудою 200-350 м, поділяючи структуру на піднесену (західну) та занурену (східну) ділянки. Гідродинамічно поклади західної та східної частини структури ізольовані, та, відповідно, мають різні рівні флюїдорозділів. У свою чергу будова східної та західної частини структури ускладнена тектонічними порушеннями, в основному субширотного простягання, з амплітудами падіння 40-100 м. У 2012 р. тектонічна моделі була уточнена, в основному за рахунок трасування порушень західної, піднесеної, частини структури. Однак, результати подальшої розробки газоконденсатних покладів верхньовізейських горизонтів В-14-16 свідчать, що матеріали розробки не відповідають як проектним документам щодо розробки 2014 року, так і існуючій структурно-тектонічній моделі родовища.

Виклад основного матеріалу. Найбільш важливим є питання щодо наявності тектонічного порушення північно-західного простягання, яке ускладнює будову тектонічних блоків 1в та

1б, поділяючи їх на блоки 1в, 1в¹ та 1б, 1б¹ відповідно (рис. 1), та неспівпадіння об'ємів дренажних запасів та видобутку по покладах поровим об'ємам, оціненим об'ємним методом у 2012 р. Дана невідповідність, у свою чергу, ставить питання про місцеположення та амплітуду скиду тектонічного порушення, яке розділяє західну частину структури на тектонічні блоки 1б та 1в; трасування тектонічного порушення, яке розділяє західну частину структури на тектонічні блоки 1а та 1в та, відповідно, місцеположення свердловини 162. Також розглянуто питання щодо наявності та амплітуди скиду тектонічного порушення, яке поділяє східну частину родовища на тектонічні блоки 2а та 2б.

В межах тектонічного блоку 1б у 1969 році першою була введена в розробку на поклад гор. В-14 свердловина 101. Контакт в свердловині не підсічений. Другою, у 1984 р., в блоці 1б була пробурена свердловина 470, яка розташована на 75 м гіпсометрично нижче св. 101. За геофізичними даними в гор. В-14 в свердловині 470 підсічений газоводяний контакт, тому випробування даного горизонту не проводилось. Встановлений газоводяний контакт в св. 470 на 63 м нижче підшви газонасного пласта в св. 101. Свердловина 101 розробляла поклад до 1980 р., накопичений видобуток газу склав 513,9 млн м³. Дреновані запаси по свердловині 101 оцінені в об'ємі 647 млн м³ газу. Ефективний газонасичений поровий об'єм складає 22 млн м³, площа газонасиченості – 1 км². Тобто, св. 101 дронує поровий об'єм, що обмежений тектонічно з півночі, сходу та півдня і встановленим ГВК, що розкритий свердловиною 470 (рис. 1). Цей факт беззаперечно свідчить про відсутність тектонічного порушення або іншого будь-якого екрану на схід від св. 101.

Подібна ситуація спостерігається і в межах покладу тектонічного блоку 1б гор. В-15б. Поклад розроблявся єдиною свердловиною 161, накопичений видобуток становить 461 млн м³. Дреновані запаси, оцінені по свердловині – 532 млн м³ газу. Ефективний газонасичений поровий об'єм покладу складає 17 млн м³, площа газонасиченості – 1,94 км², флюїдорозділ не встановлений, за розрахунками проведений на абс. відм. -3895 м. Тобто, св. 161 також дронує поровий об'єм, що обмежений тектонічно з півночі, сходу та півдня і розрахованим УГВК з заходу. Аналогічно, як і з покладом гор. В-14, наведені факти свідчать про відсутність порушення в межах блоку 1б.

Розглянемо газоконденсатний поклад гор. В-14 тектонічного блоку 1в. Свердловина 151 була першою, яка почала у 1990 році розробляти поклад блоку 1в. Початковий пластовий тиск –

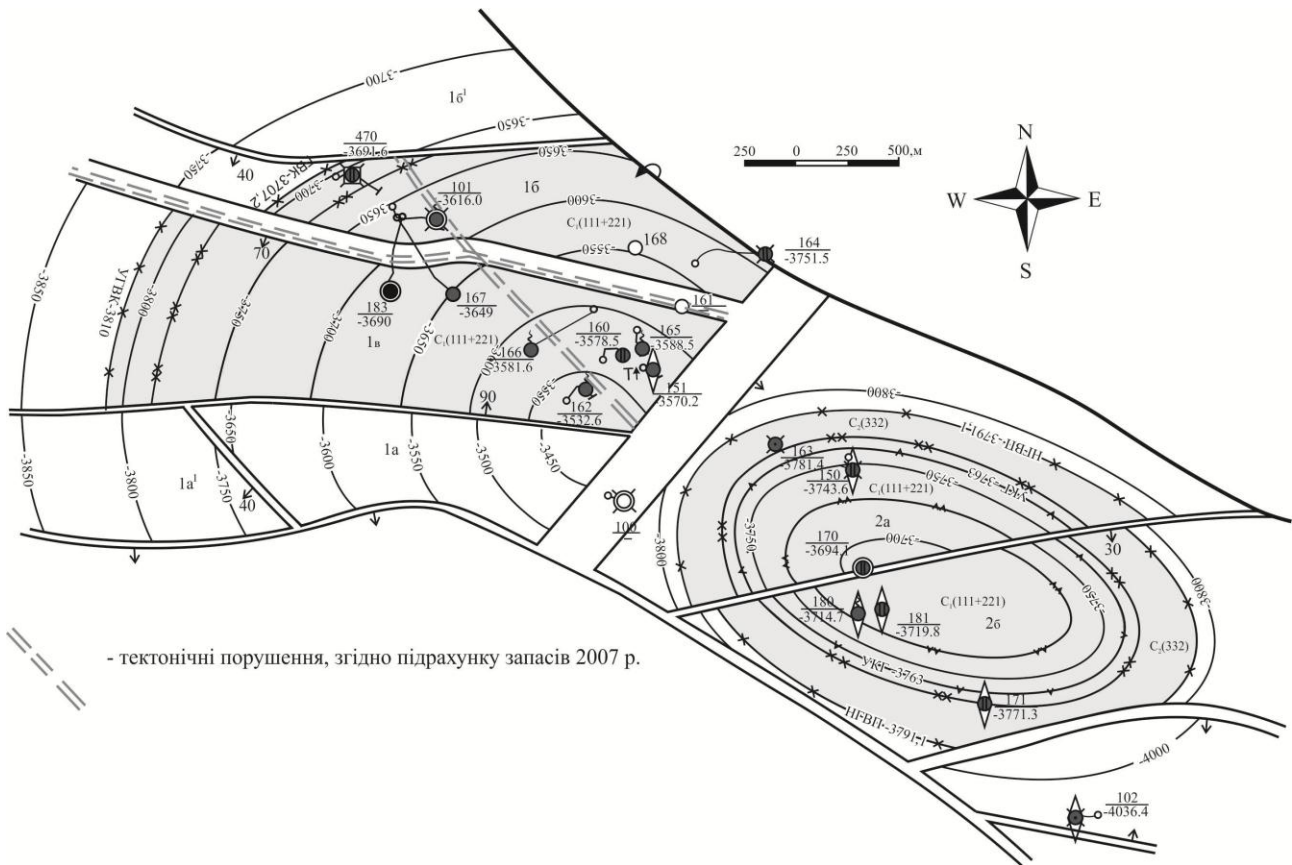


Рис. 1. Структурна карта покрівлі горизонту В-14 Більського НГКР

40,18 МПа. Свердловина працювала до 1994 року. З експлуатації вийшла через технічні причини з пластивим тиском 17,6 МПа. Сумарний видобуток склав 552,6 млн м³. Дреновані запаси, оцінені по свердловині становлять 1220 млн м³ газу. До 2000 року поклад знаходився у консервації. Протягом 2000 року в експлуатацію були введені свердловини 165, 166. Початкові пластові тиски у свердловинах склали 18,4 МПа та 17,8 МПа відповідно, тобто дорівнювали поточному тиску у покладі на час припинення розробки покладу свердловиною 151 у 1994 році. З квітня 2010 р. на поклад гор. В-14 була переведена св. 162 та введена в експлуатацію з пластивим тиском 5,39 МПа (замір від 05.2010 р.), що відповідає поточному тиску в покладі тектонічного блоку 1в, згідно замірів пластивих тисків в св. 165 ($P_{пл}=5,17$ МПа від 06.2010 р.) та 166 ($P_{пл}=5,11$ МПа від 06.2010 р.), тобто св. 162 знаходиться в межах тектонічного блоку свердловин 151, 165, 166, та, відповідно, будь-яке ускладнює тектонічне порушення в межах блоку 1в відсутнє.

Станом на 2012 р. дреновані запаси газоконденсатного покладу гор. В-14 тектонічного блоку 1в, який розробляли св. 151, 165, 166 склали 1360 млн м³. Ефективний газонасичений поровий об'єм покладу складає 41,9 млн м³, площа газонасиченості – 1,72 млн м², флюїдорозділ

не встановлений, за розрахунками проведений на абс. відм. -3810 м.

Вищенаведені факти наявності ускладнюючого порушення розглядалися з позиції даних розробки. Однак існують і геологічні чинники, що ставлять під сумнів наявність порушення в тектонічних блоках 1б та 1в. У структурних побудовах підрахунку запасів 2007 р. та проекту розробки 2012 р., в межах західної частини родовища трасувалось тектонічне порушення північно-західного простягання амплітудою скиду 100-110 м, згідно моделі ДКЗ (2007 р.) та близько 20 м згідно проекту розробки 2012 р, яке поділяло тектонічні блоки 1б та 1в. Згідно побудов, дане порушення було підсічене в св. 160 (випадає гор. В-156). В св. 101 це порушення повинно бути підсічене на стратиграфічному рівні дещо вище гор. В-14. Однак, згідно стратиграфічного розчленування розрізів свердловин, представленого до захисту в ДКЗ у 2007 році, та кореляційних побудов наступних років, в розрізі свердловин 101 та 160 порушення з амплітудою скиду 10-40 м в межах верхньовізейських та нижньосерпуховських відкладів відсутні. Також, на користь існування порушення приводились дані стратиграфічного розчленування горизонту В-166 по свердловинах 160 та 165, представленого до захисту в ДКЗ та проекту розробки. Дані свердловини на рівні гор. В-166 знаходяться на від-

стані близько 90 м одна від одної в блоках 1б¹ та 1б відповідно [4]. Згідно ГДС абсолютні відмітки відрізняються на 35 м, характер насичення у св. 160 газonosний, у св. 165 – водonosний. Однак, згідно вищенаведених даних розробки покладів гор. В-14 та В-15б порушення відсутнє. Тому було додатково проаналізовано дані стратиграфічного розчленування свердловини 160. При детальному порівнянні даних з сусідніми свердловинами, в першу чергу зі св. 165, розріз гор. В-16б в св. 160 був змінений на В-16а. Тобто св. 160 та 165 на стратиграфічному рівні гор. В-16 знаходяться в межах одного тектонічного блоку. При цьому абсолютні відмітки між свердловинами на рівні гор. В-16а та В-16б відрізняються на 0,2-0,3 м; характер насичення в обох свердловинах в межах вказаних горизонтів однаковий: в гор. В-16а – газonosний, в гор. В-16б – водonosний. Новий варіант кореляції гор. В-16 в св. 160 повністю співпадає з даними кореляції відділу стратиграфії та літологічного вивчення порід ГТЦ ПАТ «Укргазвидобування».

Таким чином, можна стверджувати, що тектонічне порушення амплітудою близько 20 м (2012 р.), яке трасувалось в північно-західному напрямку між свердловиною 162 і свердловинами 166, 165, 160 в межах тектонічного блоку 1в та між свердловинами 101, 470 і свердловинами 161, 165, 151 в межах тектонічного блоку 1б відсутнє. Даний варіант геологічної будови західної частини Більського родовища повністю відповідає даним розробки покладів горизонтів В-14 та В-15 в межах тектонічних блоків 1б та 1в.

Для коректного та точного трасування тектонічного порушення, яке розділяє західну частину Більського родовища на тектонічні блоки 1б та 1в, згідно проекту розробки 2012 р., проаналізовано наявні геофізичні дані по свердловинах 101, 151, 160, 161, 165, 166, 162, включаючи дані по свердловинах 167 та 183, які були останніми пробурені на родовищі з метою вилучення залишкових промислових запасів газу та дорозвідки покладів горизонтів В-14-16 в блоці свердловини 101 (тект. блок 1б). При цьому враховувались дані розробки та експлуатації наявних свердловин. За результатами аналізу встановлено, що в кожній з перелічених свердловин в межах нижньосерпуховських та верхньовізейських відкладів підсічено порушення з амплітудою скиду близько 100 м. Ця інформація повністю відповідає новим структурно-тектонічним побудовам та даним розробки. Тобто, згідно уточненої моделі, порушення амплітудою близько 100 м, яке підсічено свердловиною 101 над горизонтом В-14, підсічено у свердловині 161 на глибині 3800 м (випадає горизонт В-14), а також по ньому випадає горизонт В-15б у свердловинах 167,

183, 160, 165, горизонт В-16а у свердловині 151 та нижня частина горизонту В-16б у св. 162. Тобто, порушення субширотного простягання, яке зміщується в південному напрямку до св. 162 та поділяє структуру на тектонічні блоки 1б та 1в. Субширотне порушення амплітудою 90 м, яке трасується південніше від св. 162 та поділяє структуру на тектонічні блоки 1а та 1в, примикає до нього на рівні нижче горизонту В-16б. При цьому свердловина 162 по горизонту В-14 та В-15 опиняється в одному тектонічному блоці із свердловинами 166, 165, 160.

Східна, опущена, частина структури розбивається умовно на блоки 2а (св. 163, 150, 170) і 2б (св. 180, св. 181) порушенням субширотного простягання амплітудою 30 м. Тектонічний блок 2б відділяється від блоку 3 (св. 102) порушенням субширотного простягання південного напрямку падіння амплітудою 150-180 м. Вважається, що порушення, яке розділяє структуру на блоки 2а та 2б не є екрануючим для покладів вуглеводнів даних блоків згідно підрахунку запасів 2007 р та проекту розробки 2012 р, тобто між блоками наявний гідродинамічний зв'язок. Це підтверджує і розробка покладів горизонтів В-14, В-15б, В-16 – дані заміряних пластових тисків при вводі свердловин в розробку, переводу на вище- або нижчезалегаючі поклади горизонтів. Дане тектонічне порушення амплітудою 40 м згідно наявних кореляційних побудов було підсічене в св. 170 на рівні гор. С-22. Однак, слід зазначити, що при товщині продуктивної частини гор. В-14 в св. 150, 170, 180, 181 за ГДС 34-40 м, гідродинамічний зв'язок покладів між блоками можливий, то при товщині продуктивної частини гор. В-15а – 5-7 м, гор. В-15б – 14-19 м, гор. В-16а – 15-17 м, гор. В-16б – 24-28 м за умови амплітуди скиду порушення 30 м та більше, наявність гідродинамічного зв'язку між блоками 2а та 2б виглядає сумнівною. До того ж за прийнятого напрямку падіння та амплітуди порушення, воно повинне бути підсіченим у св. 181 на гіпсометричному рівні нижче гор. В-16б. Однак впевнено такі дані, згідно кореляційних побудов різних років та сейсмічних побудов останніх років, в тому числі побудов 2012 року, відсутні. Отже, питання про існування порушення, яке розділяє східну частину Більської структури на тектонічні блоки 2а та 2б потребує подальших досліджень.

Висновки. В даній статті, на підставі проведеного аналізу геологічних даних та даних розробки Більського родовища, доведено відсутність ускладнюючого порушення, яке виділялось в попередніх геологічних моделях, в межах тектонічних блоків 1б та 1в; протрасовано тектонічні порушення, які поділяють припідняту частину Більської структури на тектонічні блоки 1б і

1в та на тектонічні блоки 1а і 1в; наведено дані, які свідчать про відсутність тектонічного порушення, що поділяє східну частину структури на тектонічні блоки 2а та 2б, які прийняті при підрахунку запасів. Проведена робота дала змогу скоригувати геологічну модель експлуатаційних об'єктів верхньовізейських відкладів Більського родовища.

На прикладі Більського родовища отримані результати підкреслюють необхідність постійного моніторингу поточних даних розробки експлуатаційних об'єктів з метою коригування структурно-тектонічних моделей та підвищення їх достовірності з точки зору відповідності геологічної будови родовища наявним даним розробки.

Література

1. Бенько В. М. Нарощування ресурсної бази ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» шляхом приросту запасів за 1999–2003 рр. та перспективи на 2004 р. [Текст] / В. М. Бенько, В. В. Дячук, В. І. Олексюк, А. В. Лизанець, А. А. Горайнова // Зб. наук. пр. Питання розвитку газової промисловості України: Харків, УкрНДІгаз. – Вип. XXXIII. – 2005. – С. 3–8.
2. Гладун В. В. Перспективи нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької газо-носної області [Текст] / В. В. Гладун // Доп. НАН України. – 2011. – № 8. – С. 91–96.
3. Зейкан О. Напрямки геолого-розвідувальних робіт на об'єктах Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» у Східному газонафтоносному регіоні у 2011 році [Текст] / О. Зейкан, В. Гладун, О. Лукін, І. Дем'яненко // Геолог України. – № 4. – 2010. – С. 37–39.
4. Кривошеєв В. Т. Проблеми ефективних пошуків родовищ нафти і газу в Україні та напрямки їх вирішення / В. Т. Кривошеєв, В. Д. Кукуруза, Є. З. Іванова та ін. // Вісник Чернігівського державного технологічного університету, серія «Технічні науки». – 2012. – № 1 (55). – С. 7–19.
5. Абеленцев, В. М. Геологічні умови вилучення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної приоб'єктовий зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст] : монографія / В. М. Абеленцев, А. Й. Лур'є, Л. О. Міщенко. – Х.: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2014. – 192 с. – Бібліогр. : с. 183–190. – ISBN 978-966-285-098-7.
6. Лазарук Я. Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках [Текст] / Я. Г. Лазарук. – Київ: УкрДГРІ, 2006. – 110 с.
7. Лукин А. Е. Литогеохимические факторы нефтегазоаккумуляции в авла-когенных бассейнах [Текст] / А. Е. Лукин. – К. : Наукова думка, 1997. – 224 с.
8. Бікман С. С. Перспективи впровадження вторинних енергозберігаючих технологій розробки газоконденсатних родовищ України [Текст] / С. С. Бікман // Зб. наук. пр. Питання розвитку газової промисловості України: Харків, УкрНДІгаз – 2003. – Вип. XXVII. – С. 172–177.
9. Дем'яненко І. І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: монографія / І. І. Дем'яненко – Чернігів: ЦНТЕІ, 2004. – 220 с.
10. Абеленцев В. М. Особливості видобутку вуглеводнів із родовищ, які перебувають на завершальній стадії їх розробки [Текст] / В. М. Абеленцев, Л. З. Леценко // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна – 2010. – № 924. – Харків – С. 6–9.
11. Абеленцев В. М. Детальні геогідродинамічні моделі нафтогазових родовищ – основа оптимізації розробки покладів вуглеводнів [Текст] / В. М. Абеленцев, І. К. Решетов // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна – 2011. – № 926. – Харків. – С. 6–11.
12. Абеленцев В. М. Детальні геолого-гідродинамічні моделі експлуатаційних об'єктів нафтогазових родовищ в комплексі з результатами їх розробки-основа збільшення вуглеводневіддачі пласта [Текст] / В. М. Абеленцев, А. Й. Лур'є, Ю. М. Дмитровський // Зб. наук. пр. Питання розвитку газової промисловості України: Харків, УкрНДІгаз – 2009. – Вип. XXXVII. – С. 119–121.
13. Абеленцев В. М. До питання щільності залишкових запасів газу та їх об'ємів диференційовано по площі газоконденсатних покладів [Текст] / В. М. Абеленцев, І. І. Литвин // Зб. наук. пр. Питання розвитку газової промисловості України: Харків, УкрНДІгаз – 2002. – Вип. XXX. – С. 20–23.
14. Комплексная геолого-гидродинамическая модель эксплуатируемого объекта - основа повышения нефтегазоотдачи пласта [Текст] / И.И. Литвин, В.М. Абеленцев, А.И. Лурье // Матер. научн.-практ. конфер. "Нефть и газ Украины-96". Харьков, 14-16 мая 1996 г., т.1 "Геология нефти и газа". – С. 133–137.
15. Абеленцев В. М. Корективи геологічної будови верхньовізейських відкладів Галяцького НГКР з урахуванням експлуатаційного буріння [Текст] / В. М. Абеленцев, Ю. М. Дмитровський, Л. О. Міщенко // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна – 2012. – № 997. – Харків. – С. 9–14.
16. Литвин. И. И. Опыт построения детальных комплексных геогидродинамических моделей крупных геологических объектов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Текст] / И.И. Литвин, А.И. Лурье, В.М. Абеленцев // Зб. наук. пр. Питання розвитку газової промисловості України: Харків, УкрНДІгаз. – 1999. – Вип. XXVII. – С. 127–139.
17. Литвин І. І. Про значимість якості моделей геологічної будови об'єктів розробки щодо визначення стану їх обводнення та контролю за ним / І. І. Литвин, В. М. Абеленцев // Зб. наук. пр. Питання розвитку газової промисловості України: Харків, УкрНДІгаз. – 2001. – Вип. XXIX. – С. 271–274.
18. Абеленцев В. М. Аналіз стану дослідно-промислової розробки нафтогазових покладів Кременівського нафтогазового родовища / В. М. Абеленцев, І. І. Литвин, В. Ю. Ходаковський // Зб. наук. пр. Питання розвитку газової промисловості України: Харків, УкрНДІгаз – 2002. – Вип. XXX.

19. Особливості обводнення покладів вуглеводнів та свердловин на родовищах північно-східної приобортової зони ДДЗ [Текст] / Лур'є А. Й., Абеленцев В. М., Міщенко Л. О., Дмитровський Ю. М.: тез. доп. міжн. наук.-техн. конф. (жовт. 2013). – С. 529-532.
20. Дмитровський Ю. М. Особливості флюїдної зональності багатопокладних родовищ та визначення механізму їх виникнення (на прикладі Кременівського родовища) [Текст] / Ю. М. Дмитровський // Вісник ХНУ імені В.Н. Каразіна – 2014. – № 1098, випуск 40. – Харків. – С. 37-41.

УДК 553.981:550.8

О.Л. Василенко, к. геол. н., зав. сектору,
Український науково-дослідний інститут природних газів

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА РОЗПОВСЮДЖЕННЯ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ У СОЛЯНО-ЗДВИГОВИХ СТРУКТУРАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Розглянуто структурні особливості локальних здвигів другого порядку у соляно-здвигових структурах (СЗС), умови формування та закономірності просторового розміщення пасток вуглеводнів у цих структурах. В залежності від напрямку здвигу, розташування вторинних здвигів і положення штокової солі відносно головної вісі здвигу, виникають модифікації геодинамічних режимів, що сприяють формуванню різних морфогенетичних типів СЗС та приурочених до них пасток вуглеводнів. Визначено, що за специфікою структурних рисунків здвигових порушень соляно-здвигові структури поділяються на 5 видів: чутівський (структура "ялинки"), східно-медведівський (структура "квитки"), меліхівський (структура "дуплекс стиснення"), веснянський (структура "пальмове дерево") нафтогазоносні та перспективний кочубіївський (структура "кінський хвіст") типи соляно-здвигових структур.

В процесі формування структури горизонтального здвигу відбувається повний цикл розвитку СЗС – від початкової (Веснянський тип) і проміжної (Східно-Медведівський, Меліхівський типи) до кінцевої (Чутівський тип) стадії.

Ключові слова: родовище, горизонт, конседиментаційний розмив, підкид, здвиг, соляно-здвигова структура (СЗС).

А.Л. Василенко. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В СОЛЯНО-СДВИГОВЫХ СТРУКТУРАХ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ. Рассмотрены структурные особенности локальных сдвигов второго порядка в соляно-сдвиговых структурах (ССС), условия формирования и закономерности пространственного размещения ловушек углеводородов в этих структурах. В зависимости от направления сдвига, расположения вторичных сдвигов и положение штоковой соли относительно главной оси сдвига, возникают модификации геодинамических режимов, способствующих формированию различных морфогенетических типов СССР и приуроченных к ним ловушек углеводородов. Определено, что по специфике структурных рисунков сдвиговых нарушений соляно-сдвиговые структуры делятся на 5 видов: чутовский (структура "елки"), восточно-медведовский (структура "цветка"), меліховский (структура "дуплекс сжатия"), веснянский (структура "пальмовое дерево") нефтегазоносные и перспективный кочубеевский (структура "конский хвост") типы соляно-сдвиговых структур.

В процессе формирования структуры горизонтального сдвига происходит полный цикл развития СССР – от начальной (Веснянский тип) и промежуточной (Восточно-Медведовский, Меліховский типы) до конечной (Чутовский тип) стадий.

Ключевые слова: месторождение, горизонт, конседиментационный размыв, взброс, сдвиг, соляно-сдвиговая структура (ССС).

Актуальність.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) – крупний прогин, що утворився в тілі Сарматського щита. Тривалий час панувало уявлення про те, що в геологічно-історичному розвитку западини переважну роль відігравали процеси горизонтального розтягнення, зумовлені коливальними низхідними рухами земної кори [10,18,20].

Теоретичні основи кінематики горизонтальних тектонічних рухів розроблені в наукових працях різних авторів і дослідників [12, 13, 16].

Останні публікації результатів геологічної інтерпретації полів напруги і деформацій [14, 15, 17, 24] значно збагатили уявлення про розповсюдження і механізм формування здвигових дислокацій, характерною рисою геологічної будови яких є наявність складнопобудованих блокових кулісоподібних структур – структур горизонтального здвигу (СГЗ) [11, 12].

Проявом структур горизонтальних здвигів в ДДЗ слід вважати **соляно-здвигові структури**

(СЗС), під якими автор розуміє складнопобудовані структурні форми, що утворюються в результаті прояву сингенетичних тектонічних режимів горизонтального здвигу та галокінезу. Вони і є потенційними нафтогазовими пастками в регіоні [18, 19].

В якості еталонних об'єктів було детально проаналізовано Веснянську, Меліхівську та Східно-Медведівську структури, де соляно-здвигову природу структур діагностовано за матеріалами сейсмозв'язки 3D, а їх нафтогазоносність доведено бурінням [5, 6].

У світлі нових уявлень про генезис та умови формування соляно-здвигових структур (СЗС), показано загальні особливості геологічної будови та утворення нового типу несклепінних пасток, приурочених до зон горизонтального стиснення.

Цілі та задачі дослідження. Метою дослідження є встановлення взаємозв'язку між