

А.Н. Давыдов<sup>1</sup>, Г.Н. Рубан<sup>1</sup>, А.А. Михайловский<sup>1</sup>, Г.А. Шерстобитова<sup>1</sup>  
С.А. Хан<sup>2</sup>, Д.С. Королев<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва  
<sup>2</sup>ОАО «Газпром», Москва  
G\_Ruban@vniigaz.gazprom.ru, A\_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

## УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СОВРЕМЕННОЙ ЛОВУШКИ ЩЕЛКОВСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Методом палеоструктурного анализа скорректированы параметры структурной ловушки Щелковского подземного хранилища газа, выделены зоны сжатия и растяжения в геологическом интервале времени, дано обоснование мест заложения эксплуатационных скважин, что позволит повысить эффективность эксплуатации объекта хранения газа.

*Ключевые слова:* подземное хранение газа, палеоструктурный профиль, амплитуда ловушки, пласт-коллектор.

Щелковское подземное хранилище газа (ПХГ) расположено вблизи г. Москвы и предназначено для регулирования сезонной и суточной неравномерности газопотребления и резервирования газоснабжения потребителей Московского промышленного узла. Эксплуатация Щелковского ПХГ была начата в 1961 г. Хранилище создано в

водоносном пласте щигровского горизонта верхнего девона, кровля которого залегает на глубине 880 – 890 м, и приурочено к малоамплитудному куполовидному поднятию большой площади, ориентированному в северо-западном направлении.

Параметры структурной ловушки щигровского плас-

Окончание статьи В.Л. Бондарева, Д.В. Толмачева, Е.Н. Федоровой «Опыт совмещения газодинамических исследований...»

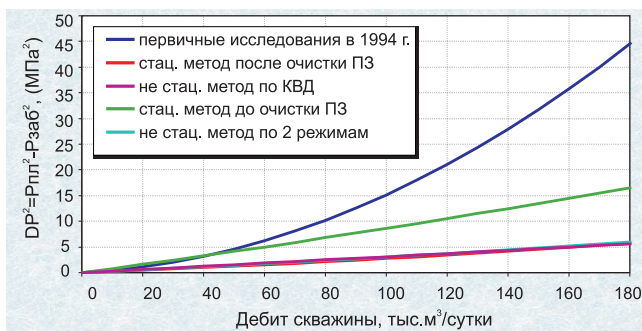


Рис. 7. Сопоставление продуктивных характеристик скважины № 134, полученных в 1994 г. и в 2008 г. до и после очистки призабойной зоны обработанных стационарным и нестационарным (с использованием функции влияния) методами.

так и нестационарных режимов фильтрации является мощным средством получения достоверных результатов по продуктивным характеристикам скважин, способствует более полному контролю над процессом очищения скважин после длительной консервации или обработки призабойной зоны. Полученные данные могут обоснованно использоваться при прогнозе режимов работы эксплуатационных скважин на газовых месторождениях и ПХГ.

### Литература

- Бузинов С.Н., Егурцов Н.А. Использование эффекта усталости скважин. *Сб. науч. тр.: «Отделение подземного хранения газа»*. М.: ВНИИГАЗ. 1995.  
Бузинов С.Н., Григорьев А.В., Егурцов Н.А. Применение эталонных кривых для анализа неустановившегося притока к горизонтальным скважинам. *Наука и технология углеводородов*. № 3. М.: изд. Техника. 1999.  
Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Недра. 1995. 523.

V.L. Bondarev, D.V. Tolmachov, E.N. Fedorova. **Experience of combination well tests and gas well-completion.**

The article is dedicated to the special approach to well testing called «complex well test». The combination of well-completion with well tests is considered. Methods of processing both stationary and non-stationary well operating modes were applied. The complex approach is a powerful tool of reception of authentic results under productive characteristics of wells, provides a complete control over process of clarification of characteristics dynamic after long preservation or workover. As a result, researcher gets the reliable data for making a forecast for operating modes of operational wells for gas fields and UGS.

*Keywords:* well test, stationary well operating mode, non-stationary well operating mode, well-completion.

*Владимир Львович Бондарев*

Начальник лаборатории. Научные интересы: выбор геологических объектов для создания ПХГ, совершенствование эксплуатации скважин ПХГ по результатам анализа данных ГДИ.

*Дмитрий Владимирович Толмачев*

Заместитель начальника лаборатории, к.т.н. Научные интересы: совершенствование газодинамических расчетов технологических режимов эксплуатации ПХГ с учетом функционирования наземного обустройства.

*Евгения Николаевна Федорова*

Инженер 1 категории. Научные интересы: совершенствование методологии обработки результатов ГДИ газовых скважин на нестационарных режимах.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495) 355-93-93.

та-коллектора на Щелковском ПХГ однозначно не установлены. В различных интерпретациях имеются расхождения как по площади структуры, простираению, так и в глубинах залегания кровли горизонта. Эти расхождения незначительны, но, учитывая малоамплитудность поднятия, могут оказывать существенное влияние на правильность оценки емкости ловушки Щелковского ПХГ.

На структурной карте (Рис. 1) в пределах замыкающей изогипсы минус 750 м, амплитуда поднятия составляет 21 м, а ограничивающие ловушку мульды на северо-западе и северо-востоке не превышают амплитуду прогибания – 2 – 3,5 м. Это обстоятельство указывает на критические направления возможного движения закачиваемого газа за пределы Щелковского поднятия. Не исключено, что скопления могут сосредотачиваться на предполагаемых Солнцевском и Набереженском поднятиях.

Рисовка юго-восточной периклинали структуры слабо обоснована. Возможно предположить торцевое сочленение Щелковского поднятия меридионального простираения с широтно-ориентированным склоном, осложненным новыми поднятиями. При меридиональном простираении ловушка будет ограничена изогипсой минус 745 – минус 747 м, что значительно уменьшит объем Щелковского ПХГ (Рис. 2, 3).

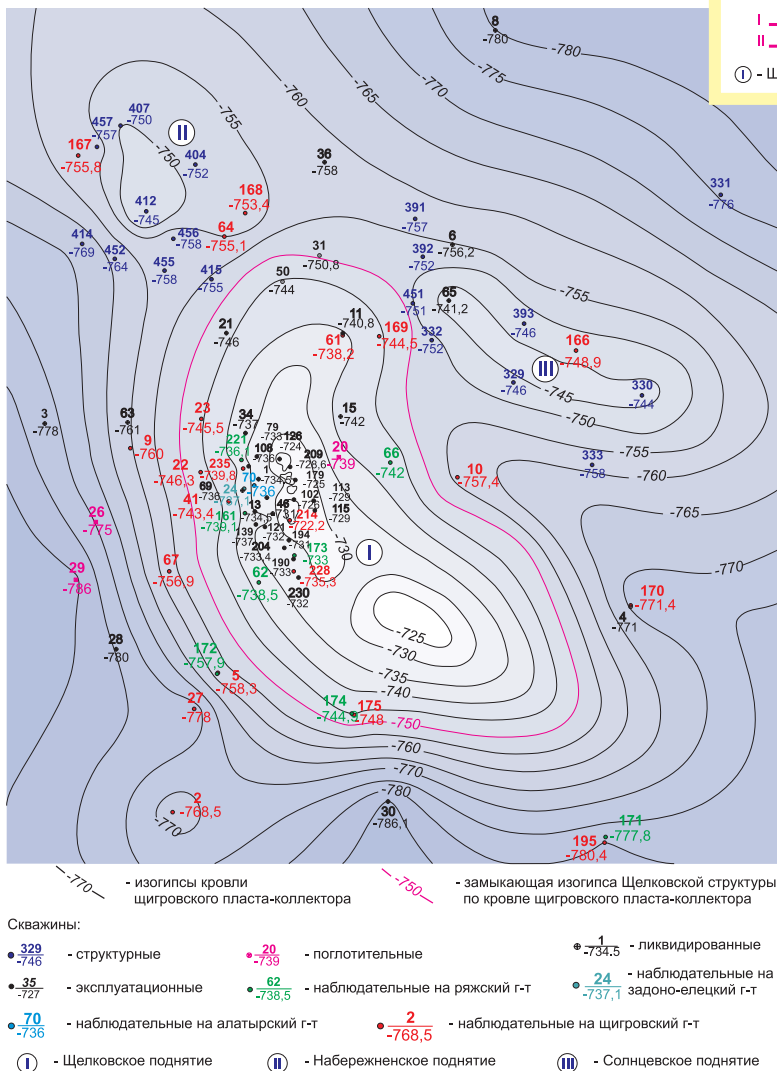


Рис. 1. Структурная карта по кровле щигровского горизонта верхнего девона (сост. Г.А. Шерстобитова).

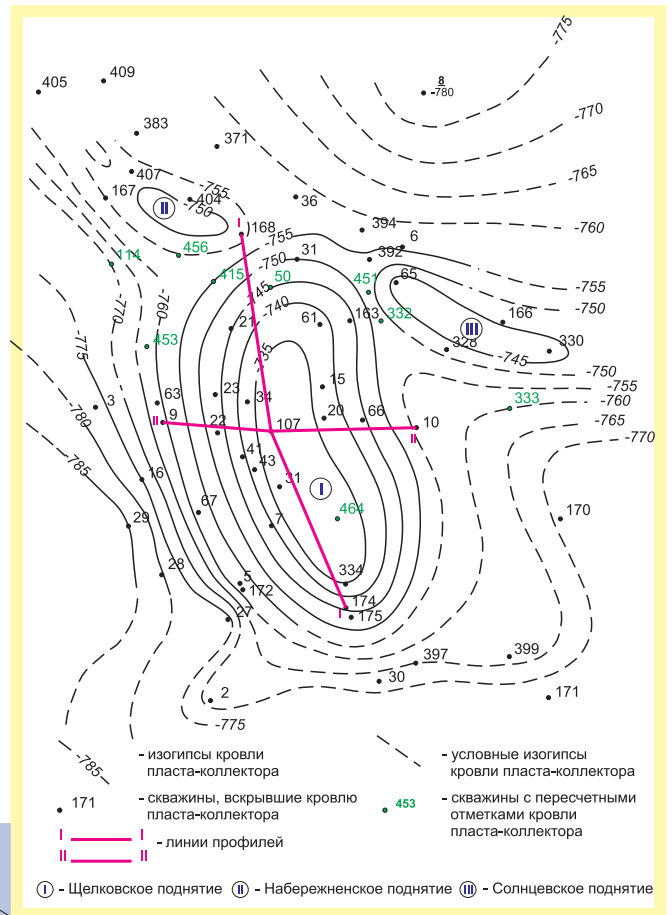


Рис. 2. Структурная карта по кровле щигровского пласта-коллектора (сост. А.Н. Давыдов).

Установление современной структуры Щелковского ПХГ как объекта со сложным геологическим строением требует применения наиболее эффективных методических приемов. Один из них описан в патенте изобретения №218343 (Москва, 20 июня 2002 г.) Эта разработка позволяет детально проследить историю формирования поднятия, установить основные структурообразующие движения и этапы расформирования, определить замыкающую изогипсу структурной ловушки.

Истинная амплитуда ловушки устанавливается по длинной оси структуры. Замыкающая изогипса ловушки всегда соответствует наименьшим значениям палеоотметки между сводом и периклиналями.

В соответствии с предложенным способом на основании анализа каротажных диаграмм, в разрезах скважин выделяют реперы, приуроченные к четко выраженным литолого-стратиграфическим границам. Амплитуду роста складки определяют по разности палеоотметок реперов (Табл. 1,2). Далее приступают к построению графика роста складки (Рис. 4).

На вертикальной оси в выбранном масштабе откладывают разности палеоотметок щигровского пласта-коллектора между сводовой скважиной и скважинами, пробуренными на периклиналях складки.

На горизонтальной оси через равные промежутки наносят реперы (геологическое время),

выделенные при анализе каротажных диаграмм. Реперы могут быть обозначены стратиграфическими индексами или простой нумерацией от нижележащих к вышележащим.

Кривые на рисунке 4 отражают развитие периклиналей складки по кровле щигровского пласта-коллектора за период времени от  $P_1$  (алатырский горизонт  $D_3a1$  верхнего девона) до современного этапа  $P_5$ . Из анализа кривых следует вывод, что как замкнутая ловушка, Щелковская структура уже существовала начиная с верхнего девона. Это выражается положением точек роста на обеих кривых  $P_1$  выше горизонтальной оси графика (Рис. 4).

Разность палеоотметок между присводовой скважиной №107 и периклинальной №174 по кровле щигровского пласта-коллектора на современном этапе составляет 17 м, что соответствует залеганию кровли на абсолютной отметке минус 747 м (Табл. 1, Рис. 1). На профиле по линии скважин №№ 168-107-174 показана часть щигровского горизонта, входящего в объем ловушки, то есть выше абсолютной отметки минус 747 м (Рис. 3).

Когда мы говорим, что разность палеоотметок по кровле пласта между скважинами №№ 174 и 107 составляет 17 м, то это не значит, что амплитуда ловушки 17 м. В данном случае наивысшая отметка кровли на своде по скв. №102 отбивается на отметке минус 726 м. Разница между абсолютной отметкой в скв. №102 и замыкающей изогипсой, т.е. высота ловушки, составит  $747-726 = 21$  м.

Существующие системы заложения поисково-разведочных скважин в пределах контура ловушки направлены на изучение структурных поверхностей целевых горизонтов и выяснение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Создание геодинамической модели, наряду со структурной и седиментационной, позволит наметить участки напряженно-деформационного состояния пород в пластовых условиях. Имеются достоверные промысловые данные, которые указывают на более высокие дебиты скважин, расположенных в межблоковых разуплотненных зонах по сравнению со скважинами, расположенными в зонах сжатия.

Зависимость приемистости и отдачи флюидов от геодинамического состояния коллектора однозначно установлена при эксплуатации месторождений, а также экспери-

ментальными работами.

Как указывает В.С. Шеин (Шеин, 2006) выполненные геодинамические построения и экспериментальные исследования ФЕС коллекторов позволяют пересмотреть распределение запасов по площади в пределах хорошо изученного Астраханского газоконденсатного месторождения (ГКМ).

Согласно подсчетам запасов 1968 г. в центре месторождения сосредоточено до 60 % запасов. Выполненные А.И. Петровым и В.С. Шеиным (Петров, Шеин, 1998) построения показывают, что наряду с разуплотненными блоками с высокой продуктивностью в центре месторождения широко развиты массивы уплотненных пород с аномальным сжатием. Эксплуатационные скважины в этих зонах имеют низкие начальные дебиты и нерентабельны. По периферии месторождения, на востоке выделяются крупные зоны разуплотнения, высокая продуктивность которых подтверждена единичными скважинами. В этих разуплотненных зонах, по их мнению, предполагается сосредоточение до 40 и более процентов запасов газоконденсата, что существенно меняет стратегию разработки месторождения.

Отсюда можно сделать вывод, что предлагаемые традиционные системы размещения эксплуатационных скважин на основе изучения структурных поверхностей и выяснения седиментационной неоднородности разреза не отразят в полном объеме достоверность запасов без учета геодинамической модели, т.е. матрицы напряжений.

Каждой ловушке соответствует своя матрица напряжений, в зависимости от направлений прилагаемых усилий деформации, глубины залегания и литотипа пород целевого горизонта.

В работе (Крылов, Сидоров, 1989) указывается на связь месторождений с зонами нарушений, характеризующимися аномально высокими значениями современных движений земной поверхности. По мнению авторов для формирования и сохранения залежей более важным фактором является не амплитуда, а современная активность разрывных нарушений.

М.М. Мандельбаум (Мандельбаум, 1966), изучая нефтегазоносность Иркутского бассейна, пришел к выводу, что размещение залежей нефти и газа в большей степени подчинено палеоструктурному плану, чем современным

| №№ реперов | Скв. 107             |              | Скв. 168             |              | Амплитуда роста (разница палеоотметок) |
|------------|----------------------|--------------|----------------------|--------------|--|
|            | Глубина горизонта, м | Альтитуда    | Глубина горизонта, м | Альтитуда    |  |
|            | 886,5                | 156,0        | 927,0                | 173,8        |  |
|            | Глубина репера       | Палеоотметка | Глубина репера       | Палеоотметка |  |
| P-1        | 745,0                | 589,0        | 788,0                | 614,0        | 25,0                                   |
| P-2        | 606,0                | 450,0        | 646,0                | 472,0        | 22,0                                   |
| P-3        | 344,0                | 188,0        | 385,0                | 211,0        | 23,0                                   |
| P-4        | 176,0                | 20,0         | 212,0                | 38,0         | 18,0                                   |
| P-5        |                      | 730,0        |                      | 753,0        | 23,0                                   |

Табл. 1. Палеоструктурный анализ по кровле щигровского пласта-коллектора. Северная периклираль Щелковской структуры. (Стратиграфическая приуроченность реперов:  $P_1$  – к алатырскому горизонту,  $P_2$  – к задонско-елецкой толще,  $P_3$  – к турнейскому ярусу,  $P_4$  – к каширскому горизонту,  $P_5$  – современный этап).

| №№ реперов | Скв. 107             |              | Скв. 174             |              | Амплитуда роста (разница палеоотметок) |
|------------|----------------------|--------------|----------------------|--------------|--|
|            | Глубина горизонта, м | Альтитуда    | Глубина горизонта, м | Альтитуда    |  |
|            | 886,5                | 156,0        | 900,0                | 153,0        |  |
|            | Глубина репера       | Палеоотметка | Глубина репера       | Палеоотметка |  |
| P-1        | 745,0                | 589,0        | 770,0                | 617,0        | 28,0                                   |
| P-2        | 606,0                | 450,0        | 618,0                | 465,0        | 15,0                                   |
| P-3        | 344,0                | 188,0        | 356,0                | 203,0        | 15,0                                   |
| P-4        | 176,0                | 20,0         | 177,0                | 24,0         | 4,0                                    |
| P-5        |                      | 730,0        |                      | 747,0        | 17,0                                   |

Табл. 2. Палеоструктурный анализ по кровле щигровского пласта-коллектора. Южная периклираль Щелковской структуры. (Стратиграфическая приуроченность реперов:  $P_1$  – к алатырскому горизонту,  $P_2$  – к задонско-елецкой толще,  $P_3$  – к турнейскому ярусу,  $P_4$  – к каширскому горизонту,  $P_5$  – современный этап).

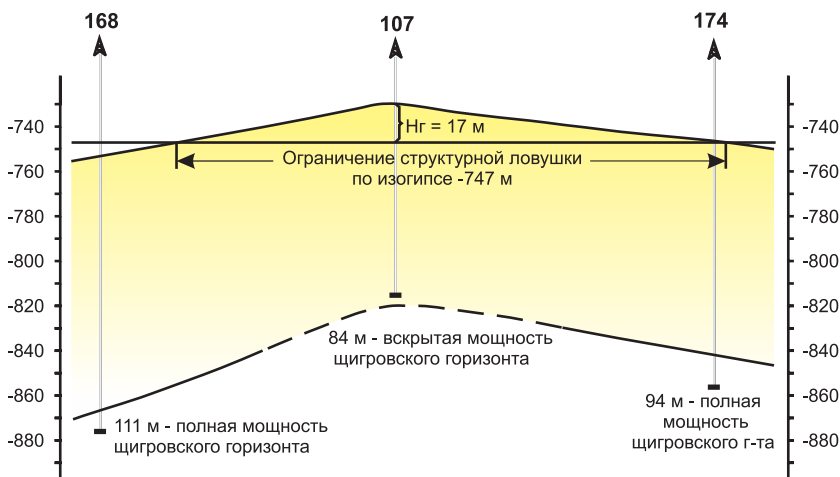


Рис. 3. Щелковское ПХГ. Схематический профиль по линии скважин №№168-107-174 (сост. А.Н. Давыдов).

2. Выделить в разрезах вскрытых отложений на каротажных диаграммах опорные реперные горизонты;

3. Установить в истории развития ловушки основные структурообразующие этапы;

4. Сопоставить палеоструктурные планы по основным структурообразующим этапам в истории развития ловушки с палеомощностями целевого (продуктивного) горизонта;

5. Выделить в истории развития ловушки зоны уплотнения и разуплотнения в контуре палеоструктуры, т.е. матрицу напряжений.

Зоны разуплотнения в контуре палеоструктуры являются благоприятными участками для заложения эксплуатационных скважин.

Способ создания матрицы напряжений основан на геологических материалах поис-

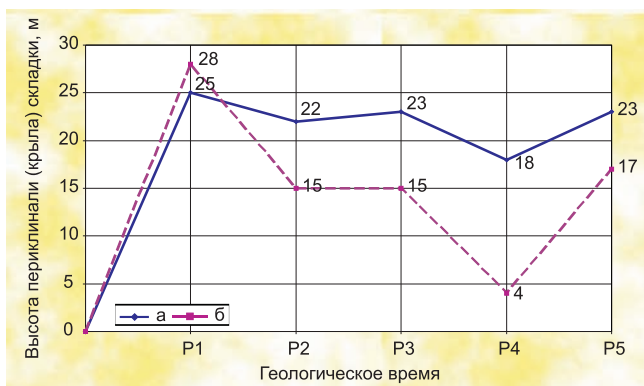


Рис. 4. Палеоструктурный анализ Щелковской площади по кровле цигровского пласта-коллектора. График роста периклиналей структуры. (сост. А.Н. Давыдов). а – кривая роста северной периклинали (скв. 107-168), б – кривая роста южной периклинали (скв. 107-174).

гипсометрическим отметкам.

Многие исследователи приводят зависимость улучшения коллекторских свойств на поднятиях, формирование которых связано с этапами интенсивного роста. Эта закономерность является определяющей в распространении улучшенных коллекторских свойств на палеоподнятиях вне зависимости от его современной структурной поверхности.

Детальный палеоструктурный анализ с выделением этапов сжатия и растяжения позволит наметить матрицу напряжений в истории развития продуктивного (целевого) горизонта. Таким образом, очевидно, что создание комплексной модели – структурной, седиментационной и геодинамической – позволит более рационально размещать эксплуатационные скважины, что существенно повысит эффективность работы ПХГ.

В первом приближении матрица напряжений может быть установлена при анализе вертикальных движений за современный этап лишь на структурах с унаследованным развитием.

Для создания матрицы напряжений в контуре сложной структурной ловушки необходимо выполнить следующие геологические исследования:

1. Установить современный структурный план ловушки по кровле целевого горизонта;

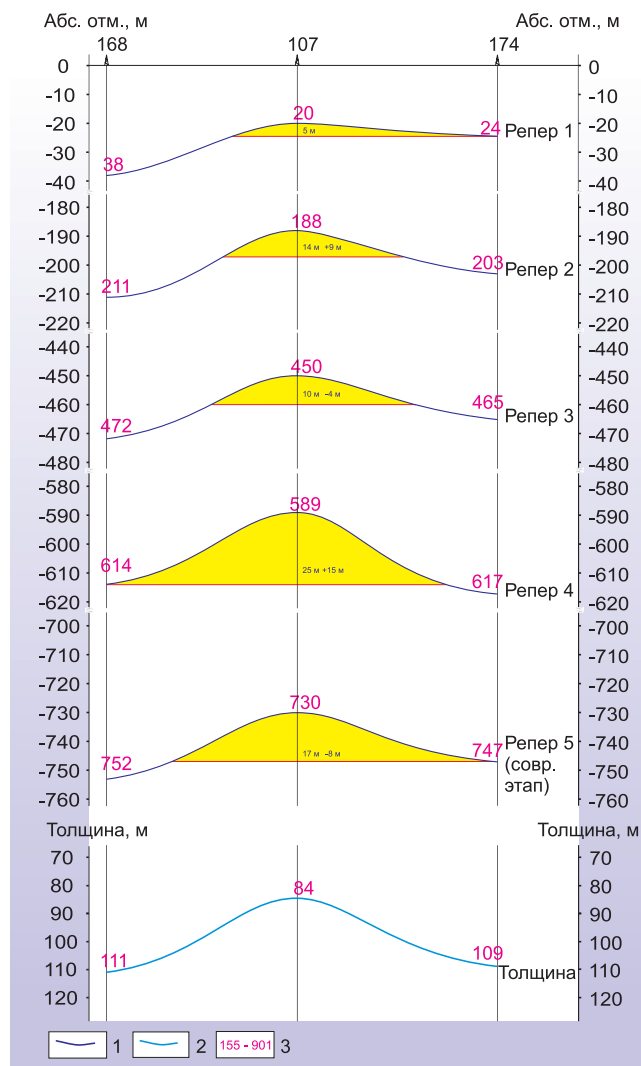


Рис. 5. Палеоструктурный профиль кровли цигровского пласта-коллектора по линии скважин №№168-107-174. (сост. А.Н. Давыдов). Репер 1 – кровля алатырского горизонта, Репер 2 – кровля задонско-елецкого горизонта, Репер 3 – кровля турнейского яруса, Репер 4 – кровля каширского горизонта, Репер 5 – кровля цигровского горизонта (современный этап). 1 – палеоструктурная поверхность цигровского горизонта по реперам, 2 – современная поверхность подошвы цигровского горизонта, 3 – абсолютные отметки кровли реперов по скважинам.

ково-разведочных скважин и в практике геологоразведочных работ аналогов не имеет.

Существующие методы заложения эксплуатационных скважин основаны на морфологии современной структурной поверхности продуктивного горизонта и его седиментационной неоднородности.

Предлагаемый способ отличается тем, что:

- определяется амплитуда вертикальных движений продуктивного горизонта на время накопления выделенных реперов в геологическом интервале времени;

- устанавливаются этапы сжатия и растяжения продуктивного горизонта в истории развития ловушки;

- на палеоструктуру продуктивного горизонта наносится матрица напряжений и намечаются участки заложения эксплуатационных скважин в межблоковых разуплотненных зонах, благоприятных по геодинамическим напряжениям в отношении приемистости и отдачи флюидов по сравнению с участками сжатия.

Предложенная модель совмещает морфологию структурных поверхностей продуктивного горизонта в истории развития ловушки, его седиментационную неоднородность и геодинамическое состояние продуктивного горизонта.

Создание матрицы напряжений можно осуществить двумя способами. Первый, менее затратный, заключается в построении палеоструктурных профилей по реперам; выделении на профилях зон сжатия и растяжения; нанесение их на палеоструктуру целевого горизонта.

Второй способ предусматривает построение палеоструктурных карт по реперам, выделение в их пределах зон сжатия и растяжения, нанесение их на палеоструктуру целевого горизонта.

Точность выделения зон сжатия и растяжения в предлагаемых способах идентичны. Отличие заключается в их графическом отображении: в первом случае выполняют палеоструктурные профили, во втором – палеоструктурные карты.

История развития ловушки прослежена по кровле пласта-коллектора на время накопления выделенных реперов (Табл. 1, 2; Рис. 4).

Анализируя эти материалы можно прийти к следующим выводам:

1. Как замкнутая ловушка Щелковская площадь уже существовала по подошве пласта-коллектора (Рис. 5).

2. Основной структурообразующий этап приходится на время накопления репера  $P_5$  (современный этап).

3. На современном этапе структурная ловушка совпадает в плане с палеомощностями пласта, что говорит об «унаследованном» развитии ловушки за время накопления выделенных реперов (Рис. 5). Рассматривая этапы развития пласта-коллектора на время накопления выделенных реперов можно утверждать, что сводовая часть ловушки развивалась прерывисто. Этот вывод вытекает из знакопеременных (положительных и отрицательных) вертикальных движений в присводовой части ловушки.

По кровле репера  $P_1$  амплитуда ловушки составляет 5 м, а по кровле  $P_2$  – 14 м. Пример расчета вертикальных движений от  $P_1$  до кровли  $P_2$ :

$$(\text{амплитуда } P_2) - (\text{амплитуда } P_1) = 14 - 5 = +9 \text{ м.}$$

Аналогичные расчеты для реперов  $P_3$ ,  $P_4$  и  $P_5$  показали следующие значения вертикальных движений:

от  $P_2$  до  $P_3 = -4$  м, от  $P_3$  до  $P_4 = +18$  м и от  $P_4$  до  $P_5 = -11$  м.

Важно отметить, что эти знакопеременные движения совпадают в плане с контуром свода палеоструктуры и являются благоприятными участками сжатия и растяжения для концентрации эксплуатационных скважин, тем более что на современном этапе пласт находится в режиме разуплотнения (Рис. 5).

Наиболее благоприятным участком для концентрации эксплуатационных скважин является свод ловушки.

## Литература

Современная геодинамика и нефтегазоносность. Под ред. Крылова Н.А., Сидорова В.А. М.: Наука. 1989.

Мандельбаум М.М. Методические основы нефтегазопроисковых исследований в южной части Сибирской платформы. Автореферат канд. дисс. Новосибирск. 1966.

Петров А.И., Шейн В.С. Современная геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. *Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа*. М.: ВНИГНИ. 1998. 22-24.

Шейн В.С. Геология и нефтегазоносность России. Москва: ВНИГНИ. 2006.

A.N. Davydov, G.N. Ruban, A.A. Mikhailovsky, G.A. Sherstobitova, S.A. Khan, D.S. Korolev. **Subsurface geology detalization of the Schelkovskoye UGS current structural trap.**

The application of geological structure detalization technique based on paleostructural analysis is proposed for adjustment of the UGS Schelkovskoye structural trap parameters. Rock tension-compression zones determination and well location substantiation has been considered for UGS operational efficiency improvement.

*Keywords:* underground gas storage, paleostructural section, trap amplitude, reservoir.

### *Алегро Николаевич Давыдов*

д. г.-м. н., главный научный сотрудник. Научные интересы: палеоструктурный анализ, геолого-разведочные работы при создании ПХГ и открытии месторождений.

### *Галина Александровна Шерстобитова*

научный сотрудник лаборатории геологического обоснования создания ПХГ Центра подземного хранения газа. Научные интересы: выбор геологических объектов для создания ПХГ, геологическое моделирование.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)719-11-89, (495)355-93-93.

### *Денис Сергеевич Королев*

главный технолог отдела оптимизации режимов работы ПХГ Управления по подземному хранению газа ОАО «Газпром». Научные интересы: геология подземного хранения газа.

117997, РФ, Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 65. Тел.: (495)719-11-89.