



42. Бондарева М. В., Пославская Г. Г. Фаунистические комплексы позднего мела Волгоградского Правобережья с элементами палеоэкологии и тафономии // Вопр. стратиграфии и палеонтологии (межвуз. науч. сборник). Саратов, 1980. Вып. 5. С. 67–88.
43. Бондарева М. В., Морозов Н. С., Бондаренко Н. А. Сантонские, кампанские и маастрихтские отложения между речья Медведицы и Волги в пределах Волгоградского Правобережья // Вопр. геологии Южного Урала (межвуз. науч. сборник). Саратов, 1981. Вып. 22. С. 84–94.
44. Найдин Д. П., Морозов Н. С. Региональные стратиграфические очерки : в 2 т. I. **Восточно-Европейская платформа**. Верхний отдел // Стратиграфия СССР. Меловая система. Полутом 1. М., 1986. С. 83–108.
45. Арент Ю. А., Кликушин В. Г., Москвин М. М. Органический мир и биогеографическое районирование территории СССР в меловом периоде. Иголки // Стратиграфия СССР. Меловая система. Полутом 2. М., 1987. С. 249–255.
46. Курлаев В. И., Дигас Л. А., Ахлестина Е. Ф., Бондаренко Н. А. О взаимоотношении палеогеновых и меловых отложений в районе жел.-дор. ст. Озинки // Вопр. стратиграфии палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Саратов, 1987. С. 54–64.
47. Иванов А. В., Первушов Е. М. Губковые горизонты сантон-кампа и «птириевые слои» Саратовского Поволжья // Недра Поволжья и Прикаспия. 1998. Вып. 18. С. 24–30.
48. Найдин Д. П. Вольский разрез верхнего мела (север Саратовского Поволжья) // Тр. / НИИ геологии СГУ. Нов. сер. 2002. Т. XVI. С. 172–178.

49. Герасимов П. А., Мигачева Е. Е., Найдин Д. П., Стерлин Б. П. Юрские и меловые отложения Русской платформы. М., 1962. 197 с.
50. Соловьев А. Н. Особенности распространения морских ежей в юрских и меловых отложениях Восточно-Европейской платформы // Эвстатические колебания уровня моря в фанерозое и реакция на них морской биоты : материалы совещания. М., 2007. С. 34–39.
51. Первушов Е. М., Иванов А. В., Сельцер В. Б. Верхне-меловые отложения урочища «Три Мара» (Саратовское левобережье) // Тр. / НИИ геологии СГУ. Нов. сер. Саратов, 2004. Т. XVI. С. 200–208.
52. Опорный разрез верхнего мела у села Мезино-Лапшиновка и проблемы границ сантона и кампа в Саратовском Поволжье / А. Г. Олферьев, А. С. Алексеев, В. Н. Беньямовский [и др.] // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2004. Т. 12, № 6. С. 69–102.
53. Сельцер В. Б., Иванов А. Ю. Верхне-меловый разрез озинского карьера // Недра Поволжья и Прикаспия. 2006. Вып. 46. С. 30–40.
54. Иванов А. Ю., Иванов А. В. Предварительные результаты изучения морских ежей из палеоцена Саратовского Поволжья // Недра Поволжья и Прикаспия. 2004. Вып. 29. С. 22–27.
55. Васильева О. Н., Мусатов В. А. Диноцисты и наннопланктон дания в разрезе Озинки (Общий Сырт, Северный Прикаспий); предварительные результаты // Ежегодник-2009 / Тр. / ИГГ УрО РАН. 2010. Вып. 157. С. 17–25.

УДК 553.98 (170.44)

КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ И ГЕОТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕДЕВОНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ (Саратовская часть)



И. В. Орешкин¹, Е. В. Постнова², А. А. Пятаев³

¹ Саратовский государственный университет
E-mail: oreshkin@nvniggg.san.ru

² Нижне-Волжский научно-исследовательский институт, Саратов

³ ООО «Геосистемы», Саратов
E-mail: geosystems@mail.ru

Статистическая обработка данных показывает значимую корреляцию величины газосодержания (GF) и плотности (ρ) углеводородной смеси в Оренбургской и Саратовской частях Бузулукской впадины. По характеру распределения газосодержания и глубины залегания средне-верхнедевонского НГК выделяются три зоны с существенно различающимися фазовыми характеристиками (значения газосодержания) и пластовыми углеводородными системами: I – южная (преобладание газоконденсатных залежей); II – центральная (нефтегазовые и газонефтяные залежи); III – северная (преобладание нефтяных залежей).

Ключевые слова: углеводородные смеси, соотношение жидких и газообразных УВ, газосодержание, фазовое состояние, прогноз, нефтяные и газоконденсатные залежи.

Qualitative Evaluation of Phase State Hydrocarbon Compounds and Geothermobaric Conditions of Neftegazonakopleniâ Medium-verhnedevonskogo Company in the South-western Part of Buzulukskoj Basin (Sartovskaâ Part)

I. V. Oreshkin, E. V. Postnova, A. A. Pyataev

Statistical analysis of the data shows a significant correlation between the magnitude of the curves (GF) and the density (ρ) of hydrocarbon mixtures in Orenburg, Saratov and parts of the Buzulukskoj basin. Gas distribution in nature and depth of the medium verhnedevonskogo by three zones with substantially different phase features (values of the curves) and formation of hydrocarbon systems: I – South (the predominance of gas-condensate deposits); II – Central (oil and gas, and gazoneftnyye deposits); III – North (the predominance of oil deposits). **Key words:** hydrocarbon mixtures, ratio of liquid and gaseous HC, gas content, phase status, forecast oil and gas condensate deposits.

В конце XX – начале XXI в. на территории Дальнего Саратовского Заволжья (ДСЗ) в пределах юго-западной части Бузулукской впадины в



средне-верхнедевонском (эйфельско-франском) НГК открыт ряд месторождений углеводородов, таких как Западно-Вишневская, Разумовская, Перелюбская, Западно-Степная, Южно-Первомайская, Кузябаевская, Тепловская, Даниловская, Железнодорожная, Кустовская Яружская, Куликовская, Клинцовская и др., характеризующихся весьма сложным геологическим строением и большим разнообразием качественно-фазовых характеристик пластовых систем (рис. 1).

Аналогичная картина наблюдается в месторождениях соседней Оренбургской части Бузулукской впадины, где фазовые характеристики месторождений также весьма изменчивы и часто не контролируются баротермическими пластовыми условиями. Результатом такого положения является весьма затрудненный прогноз качественно-фазовых параметров пластовых систем при оценке перспективных ресурсов категории C_3 на вновь подготавливаемых поисковых объектах. Весьма актуальным, на наш взгляд, в данном районе является также вопрос формирования скоплений УВ и нефтегазоносности различных частей разреза эйфельско-нижнефранского стратиграфического комплекса, в условиях выпадения большей его части на ряде перспективных структур [1].

Фазовое состояние углеводородных смесей контролируется в основном баротермическими условиями продуктивных пластов, которые, в свою очередь, являются функцией глубины их залегания. Однако существует еще один фактор, часто совершенно не учитываемый, но, тем не менее, имеющий определяющее значение в контроле фазового состояния, по крайней мере в интервале глубин, где существование тяжелых УВ в жидком состоянии не ограничивается температурными условиями. Этим фактором является соотношение жидких и газообразных компонентов в суммарной пластовой смеси. Учет данного фактора абсолютно необходим, поскольку он способен весьма значительно исказить влияние термобарических пластовых условий. В настоящее время в Оренбургской и Саратовской частях Бузулукской впадины накопилось достаточно информации для проведения предварительного статистического анализа с целью обоснования критериев прогноза фазового состояния [2–5].

Статистическая обработка данных показывает значимую корреляцию величины газосодержания (GF) и плотности (D) углеводородной смеси (см. рис. 1). Коэффициент парной корреляции r ($GF - D$) = -0.76 и соответственно в логарифмическом виде Rdn ($GF - D$) = -0.84 . Регрессионное уравнение имеет вид

$$GF(D) = 3,193753 \times 1019 \times \exp(-47.739 \times D), (1)$$

$$d = 709.93 \text{ м}^3/\text{т},$$

где D – плотность УВ смеси $\text{г}/\text{см}^3$,
 d – средний модуль абсолютной погрешности.

Прогнозировать плотность УВ смеси в первом приближении можно из уравнения (рис. 2)

$$D(T) = 0,3991 - 0,0012 \times T, (2)$$

$$d = 0,0104, \text{ г}/\text{см}^3,$$

$$z(D - T) = -0,56,$$

где T – температура, $^{\circ}\text{C}$

Коэффициент парной корреляции газосодержания и глубины, газосодержания и пластового давления, газосодержания и температуры составляет соответственно

$$z(GF - h) = 0.31, z(GF - j) = 0.28, z(GF - T) = 0.59.$$

Для экспоненциальных зависимостей имеем

$$F(\ln(GF) - h) = 0.42 \text{ и } R(\ln(GF) - D) = 0.59.$$

Большой разброс точек для обоснования двумерных связей виден из рис. 3, 4. Регрессионный анализ показывает, что аппроксимацию фактического материала наиболее оптимально проводить из уравнения

$$GF(h, T) = 0,111 \times \exp(0,000832 \times h + 0,0629 \times T), (3)$$

$$d = 1233,2 \text{ м}^3/\text{т},$$

где h – глубина, м.

Общий графический вид зависимости показан на рис. 5. Как видно из уравнений (1), (3), средние величины абсолютных погрешностей велики для выполнения прогноза газосодержания. Вместе с тем, данные, на основании которых рассчитаны уравнения, включают нефтяные и газоконденсатные залежи. Статистический анализ нефтяных систем с газовым фактором не более $1200 \text{ м}^3/\text{т}$ показывает хорошую сходимость результатов и пригодность регрессионного уравнения для прогноза газосодержания. Полученные результаты совпадают с выводами, сделанными в [6], где в качестве верхней границы пластовых систем, представленных «летучими нефтями» также дается газосодержание $1200 \text{ м}^3/\text{т}$. Коэффициент парной корреляции величин газосодержания и глубины для нефтей составляет $0,8$ [7].

Уравнение имеет вид

$$GF(h) = 0,55 \times h - 1631,6, (4)$$

$$d = 128,9 \text{ м}^3/\text{т}$$

где h – глубина, м.

Интервал применимости уравнения (4) $3200 - 4600 \text{ м}$.

Очевидно, что прогноз газосодержания в конденсатных системах нельзя проводить, опираясь только на термобарические условия. По-видимому, определяющее значение должны иметь также представления о составе исходного органического вещества, фазовой проницаемости покрышек и т. д.

Как видно из рис. 3 и схем распределения газосодержания и глубин залегания афонинского, воробьевского и ардатовского горизонтов (рис. 6–9), на рассматриваемой территории выделяется два района с существенно различающимися фазовыми

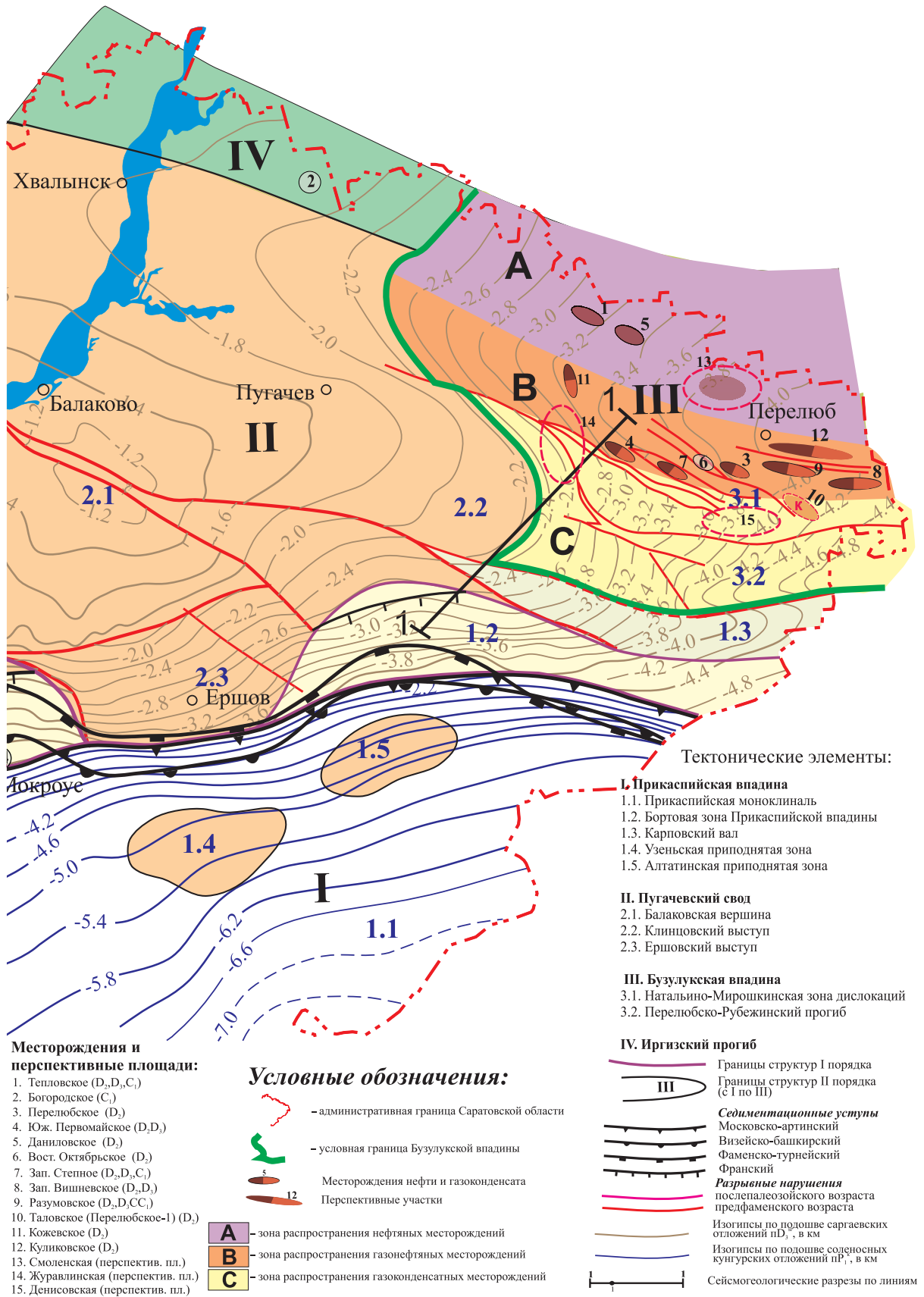


Рис. 1. Схема распределения различных по составу углеводородов и перспективных зон поиска углеводородов

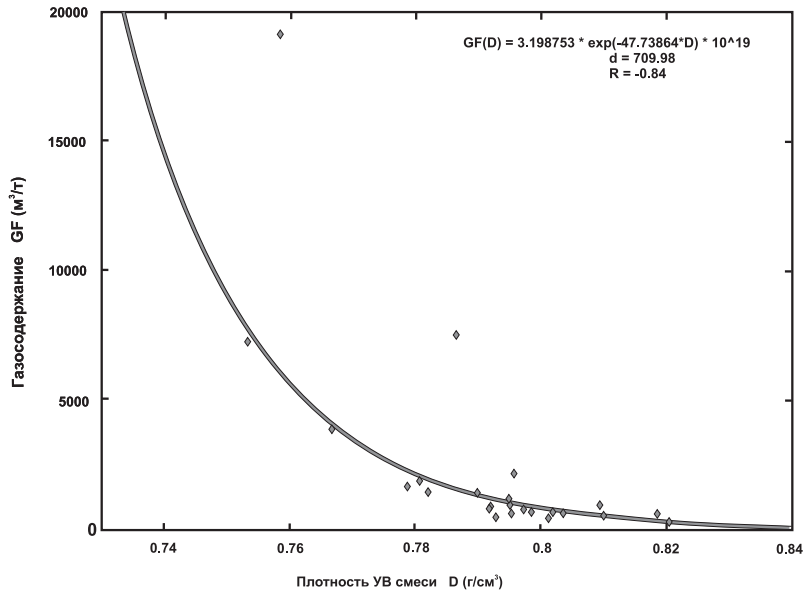


Рис. 2. Зависимость газосодержания от плотности УВ смеси

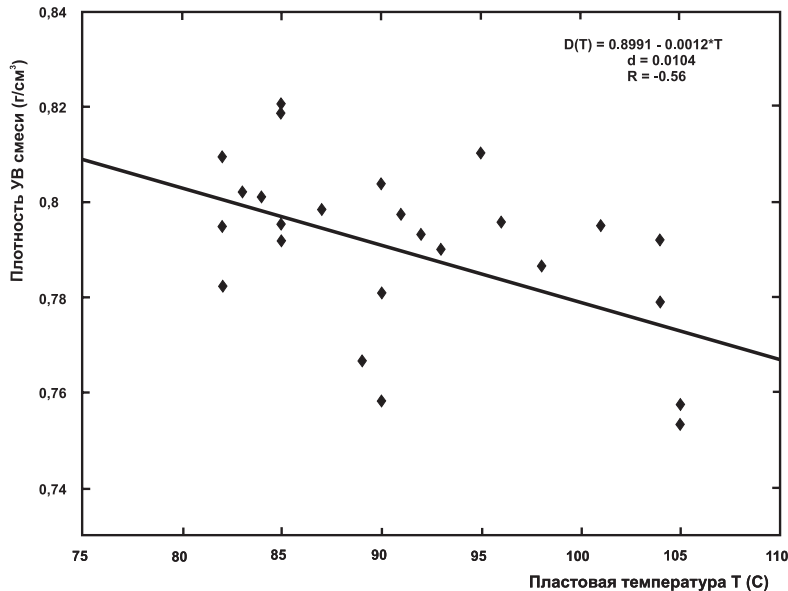


Рис. 3. Зависимость плотности УВ смеси от пластовой температуры

ми характеристиками (значения газосодержания) пластовых углеводородных систем. На достигнутой стадии изученности границу между этими участками можно провести севернее Натальино-Мирошкинской дислокации, а точнее севернее линии Южно-Первомайское – Западно-Степное – Разумовское – Западно-Вишневское – Долинное. Южнее этой линии в афонинских и воробьевских отложениях всех перечисленных месторождений, на глубинах от 3375 м (Зап. Степное) до 5360 м (Долинное) установлены только газоконденсатные залежи с газосодержанием 3–4 тыс. м³/т и более. Большинство ардатовских залежей здесь также представлено газоконденсатными системами независимо от глубины их залегания [8].

Основными характерными особенностями залежей данного района являются:

- большая степень недонасыщенности газоконденсатных систем;
- большой разброс значений газосодержания;
- отсутствие значимой корреляции значений газосодержания с глубиной залегания, а следовательно, и с баротермическими пластовыми условиями (см. рис. 4, 5, зона 1).

Севернее названной выше границы пластовые системы в отложениях среднего девона имеют достаточно тесную связь с глубинами залегания ($\rho(GF - h) = 0,8$). Здесь присутствуют как нефтяные (в т. ч. «летучие нефти»), так и газоконденсатные залежи. Однако для последних характерна высокая степень насыщенности компонентами C₅ + и большая по сравнению с зоной I связь газосодержания с глубиной залегания.

Такую дифференциацию на зоны преиму-

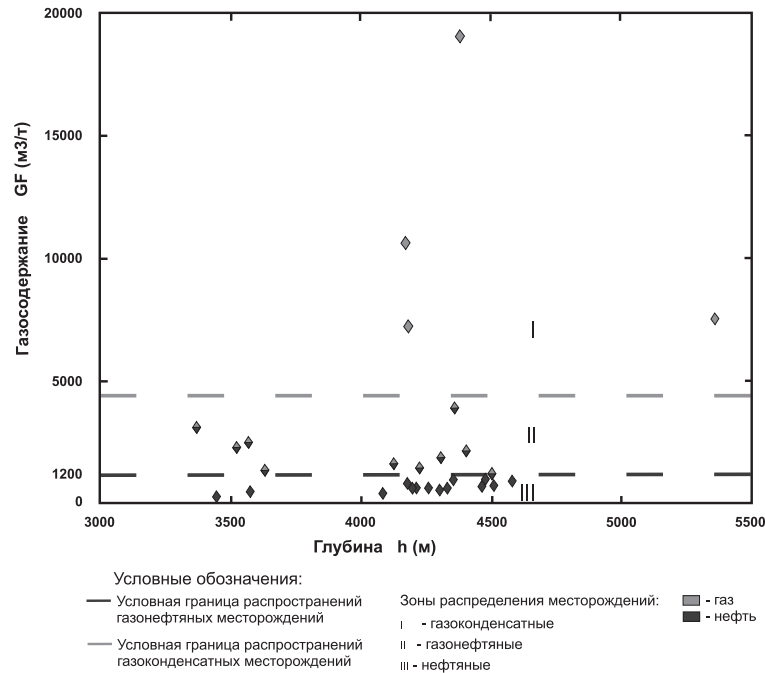


Рис. 4. Зависимость газосодержания от глубины в районах с различными фазовыми характеристиками

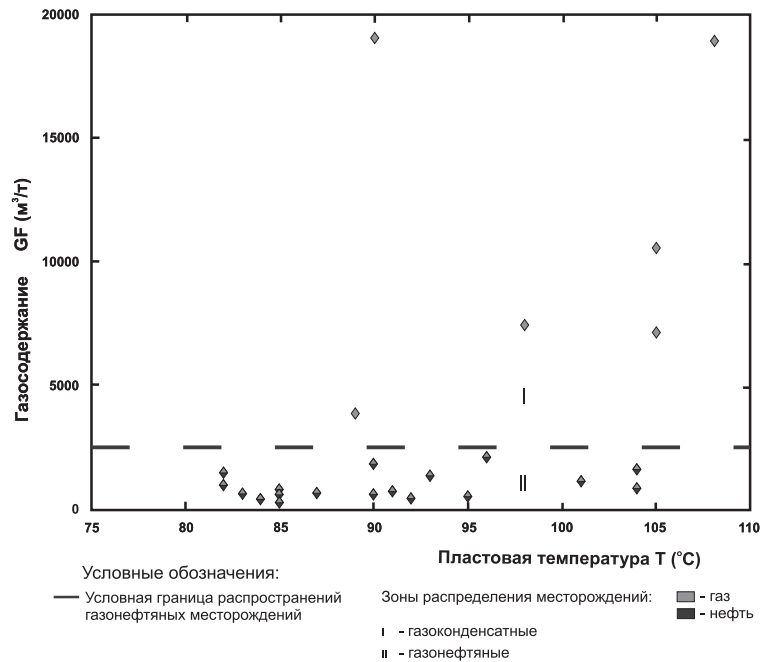


Рис. 5. Зависимость газосодержания от температуры

щественно газоконденсатных, южнее названной линии, и преимущественно нефтяных, севернее линии, залежей в отложениях среднего девона можно объяснить приуроченность данного раздела к экранирующему разрывному нарушению (системе нарушений), изолирующему в миграционном плане территории, расположенные севернее от глубоководной прибортовой зоны Прикаспийской впадины и южных частей Бузулукской впадины. В пределах последних девонские нефтегазогенерирующие породы, достигнув вы-

соких стадий катагенеза – МК₃ и выше и пройдя ГЗН, генерируют в основном газообразные УВ (зона ГЗГ). Отсюда весьма значительна обогащенность газами пластовых систем, расположенных южнее предполагаемого миграционного барьера. При этом массовый подток газообразных УВ приводит к тому, что фазовое состояние пластовых смесей здесь практически не зависит от термобарических условий и характеризуется весьма высокими значениями газосодержания. Косвенным подтверждением такого предположения является

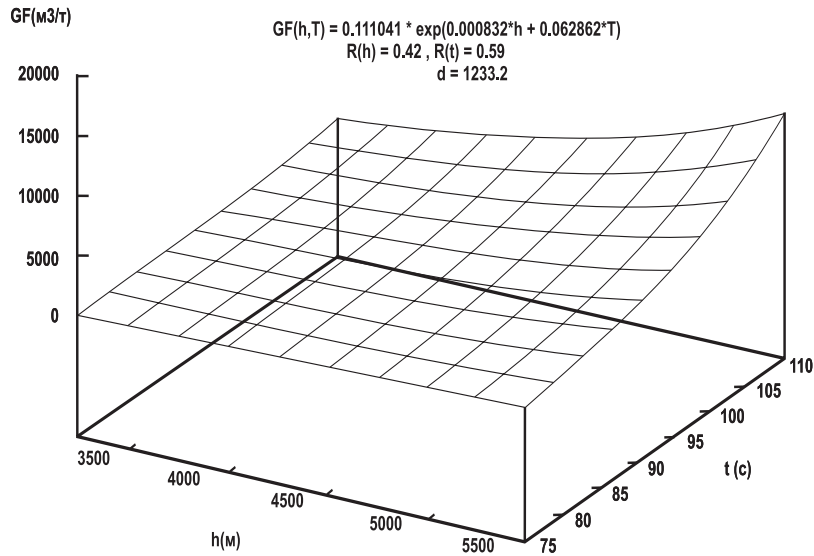
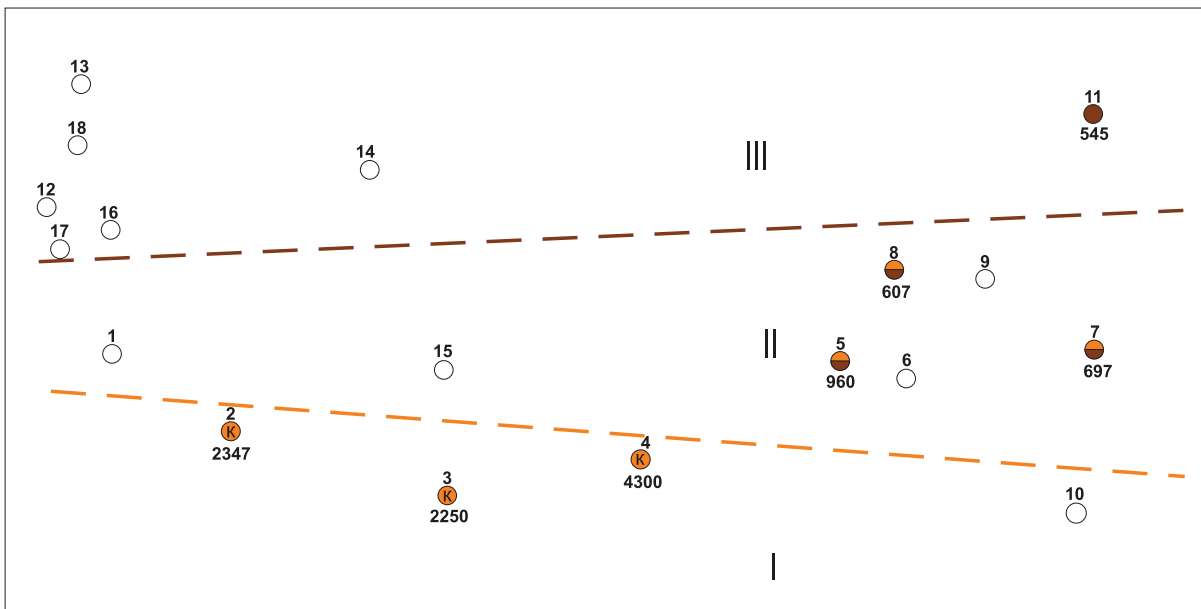


Рис. 6. Зависимость газосодержания от глубины и температуры

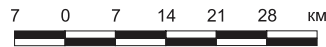


Условные обозначения:

Месторождения:

- | | |
|-------------------------|----------------------|
| 1 - Южно-Первомайское | 10 - Долинное |
| 2 - Западно-Степное | 11 - Гаршинское |
| 3 - Западно-Вишневское | 12 - Железнодорожное |
| 4 - Вишневское | 13 - Тепловское |
| 5 - Зайкинское | 14 - Смоленское |
| 6 - Восточно-Зайкинское | 15 - Куликовское |
| 7 - Давыдовское | 16 - Яружское |
| 8 - Конновское | 17 - Кустовское |
| 9 - Росташинское | 18 - Кожевское |

Масштаб 1 : 700000



- Условная граница распространений газонефтяных месторождений
- Условная граница распространений газоконденсатных месторождений

Зоны распределения месторождений:

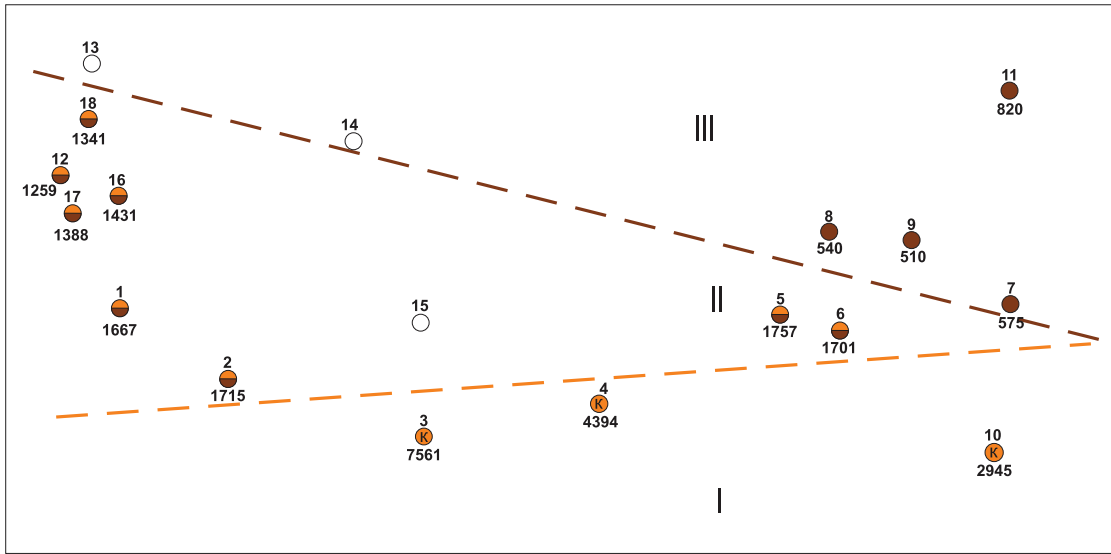
- I — газоконденсатные
- II — газонефтяные
- III — нефтяные
- — не определен
- K — конденсат
- газ
- нефть

Рис. 7. Распределение газового фактора в залежи афонинского горизонта D₂ af

существование на противоположном юго-западном склоне Пугачевского свода, обращенном в сторону Прикаспийской впадины, Коптевского газоконденсатного месторождения (средний девон), залегающего на глубинах 1900–1980 м.

Как уже отмечалось, характерной чертой газоконденсатных месторождений, расположенных севернее барьера, являются более низкие значения

газосодержания в пластовых системах и более тесная связь их фазовых параметров с глубиной залегания. Однако наиболее вероятным направлением латеральной миграции УВ является субширотное, т. е. с востока или юго-востока в пределах изолированных блоков или дислокаций. В данном случае источником газообразных УВ служат крайние южные районы Бузулукской впадины и, возможно, примы-

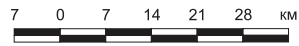


Условные обозначения:

Месторождения:

- | | |
|-------------------------|----------------------|
| 1 - Южно-Первомайское | 10 - Долинное |
| 2 - Западно-Степное | 11 - Гаршинское |
| 3 - Западно-Вишневское | 12 - Железнодорожное |
| 4 - Вишневское | 13 - Тепловское |
| 5 - Зайкинское | 14 - Смоленское |
| 6 - Восточно-Зайкинское | 15 - Куликовское |
| 7 - Давыдовское | 16 - Яружское |
| 8 - Конновское | 17 - Кустовское |
| 9 - Росташинское | 18 - Кожевское |

Масштаб 1 : 700000



— Условная граница распространений газонефтяных месторождений

— Условная граница распространений газоконденсатных месторождений

Зоны распределения месторождений:

I — газоконденсатные

II — газонефтяные

III — нефтяные

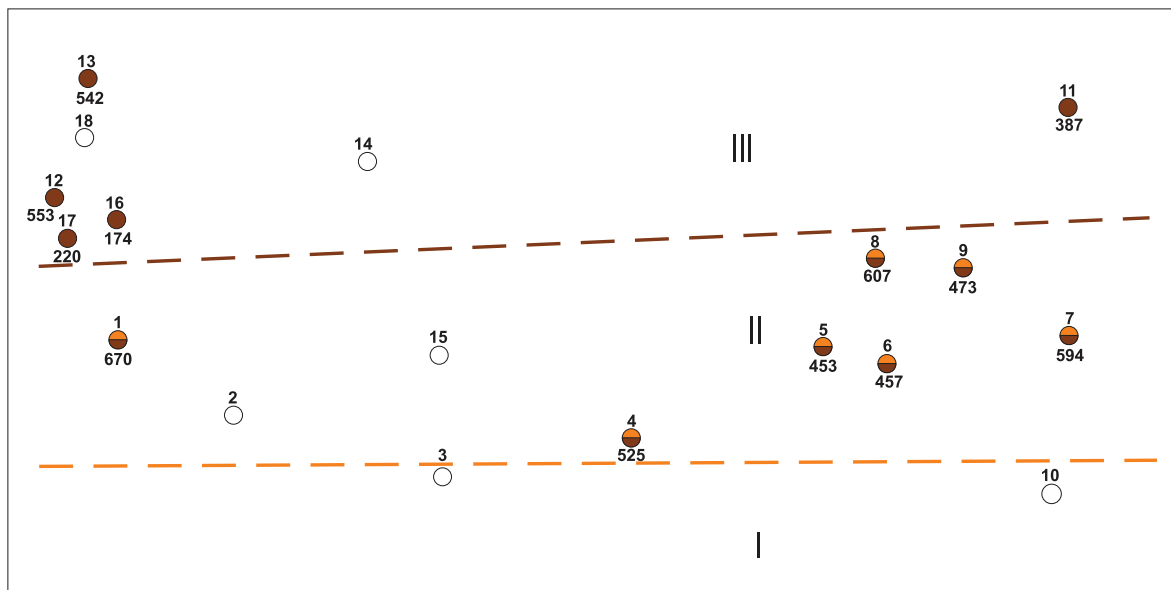
○ — не определен

К — конденсат

— газ

— нефть

Рис. 8. Распределение газового фактора в залежи воробьевского горизонта D_2 vb



Условные обозначения:

Месторождения:

- | | |
|-------------------------|----------------------|
| 1 - Южно-Первомайское | 10 - Долинное |
| 2 - Западно-Степное | 11 - Гаршинское |
| 3 - Западно-Вишневское | 12 - Железнодорожное |
| 4 - Вишневское | 13 - Тепловское |
| 5 - Зайкинское | 14 - Смоленское |
| 6 - Восточно-Зайкинское | 15 - Куликовское |
| 7 - Давыдовское | 16 - Яружское |
| 8 - Конновское | 17 - Кустовское |
| 9 - Росташинское | 18 - Кожевское |

Масштаб 1 : 700000



— Условная граница распространений газонефтяных месторождений

— Условная граница распространений газоконденсатных месторождений

Зоны распределения месторождений:

I — газоконденсатные

II — газонефтяные

III — нефтяные

○ — не определен

К — конденсат

— газ

— нефть

Рис. 9. Распределение газового фактора в залежи ардатовского горизонта D_2 ar



кающая к ним часть прибортовой зоны Прикаспийской впадины. В таком случае качественно-фазовые характеристики пластовых смесей формировались изолированно в каждом блоке [9].

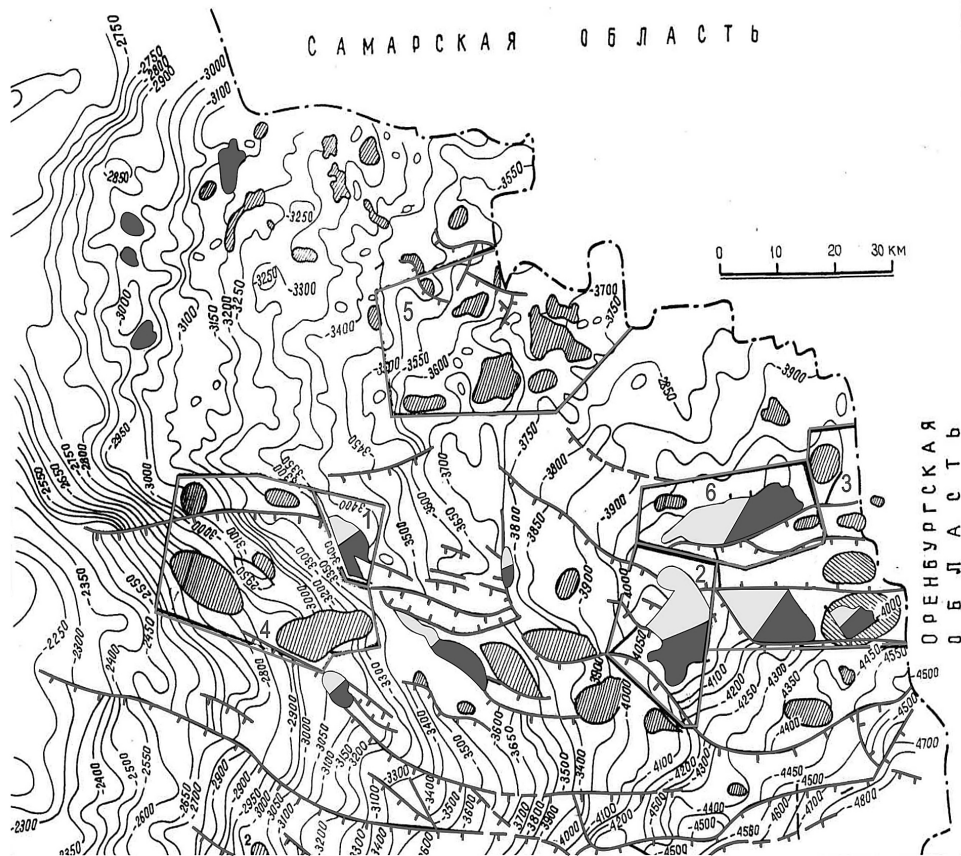
Миграция с юга, со стороны Карповского вала и близлежащих участков прибортовой зоны Прикаспийской впадины, видимо, затруднена. Об этом может свидетельствовать то, что практически все месторождения здесь экранируются с юга разрывными нарушениями, обособляющими отдельные блоки (рис. 10). Следовательно, разломы, экранирующие с юга промышленные залежи, являются также достаточно надежными экранами, преграждающими миграцию УВ с юга. Однако в связи с этим возрастает перспективность локальных объектов, экранируемых этими нарушениями с севера.

В миграционном плане территория, расположенная севернее нефтегазораздела, обособлена от более южных районов. По сравнению с

Камелик-Чаганскими дислокациями залежи здесь должны быть относительно обогащены жидкими УВ, поскольку основные очаги генерации расположены на меньших глубинах и соответственно характеризуются меньшей степенью реализованности газогенерационного потенциала.

Учитывая меньшие глубины залегания и, следовательно, менее жесткие термобарические условия, в северной части территории можно ожидать увеличение доли нефти в общей сумме потенциальных ресурсов УВ.

Таким образом, на данной стадии изученности, в объектах, расположенных в зоне I (южнее раздела) в отложениях эйфельско-нижнефранского НГК можно прогнозировать преимущественно газоконденсатные залежи, возможно, с большой степенью недонасыщенности компонентами C_5+ (пониженные значения газоконденсатных факторов).



Условные обозначения:





-  Перспективные участки: 1 – Южно-Первомайская; 2 – Перелюбская;
- 3 – Западно-Вишневская; 4 – Журавлинская;
- 5 – Смоленская; 6 – Куликовская; 7 – Денисовская
-  Месторождения нефти и газа
-  Перспективные структуры для поиска нефти и газа
-  - 3900 Изогипсы отражающего горизонта по D_2 af

Рис. 10. Структурная карта по D_2 af перспективных участков для поиска нефти и газа



В зоне II (севернее раздела) в интервале глубин 3200–4600 м прогноз качественно-фазовых характеристик пластовых систем может осуществляться по формуле (4) при $r(GF - h) = 0.8$ и значению среднего модуля абсолютной погрешности $d = 128,9 \text{ м}^3/\text{т}$. Системы с газосодержанием менее $1200 \text{ м}^3/\text{т}$ – могут быть отнесены к нефтяным, более $1200 \text{ м}^3/\text{т}$ – к газоконденсатным, для данной зоны близким к предельному насыщению жидкими УВ. Нижнюю границу уверенного прогнозирования нефтяных систем в зоне II можно провести на глубине 4100–4200 м. Глубже этой границы вероятность существования нефтяных залежей постепенно снижается.

Как видим, погрешность такого прогноза довольно высока и при данном значении d в условиях нахождения пластовых смесей в зоне околокритических состояний возможны довольно существенные отклонения от выявленной закономерности. Однако на данном этапе изученности района более точного аппарата для прогноза фазового состояния авторы предложить пока не могут [10].

Многие исследователи при количественной оценке перспективных ресурсов УВ часто прибегают к гидродинамическим параметрам, опирающимся на общие представления о градиентах давлений в регионе, об особенностях геологического строения и структурного плана локального объекта и прилегающей к нему территории. При этом дают модели, учитывающие только латеральную миграцию по пласту, что не всегда можно считать обоснованным даже на уровне оценки ресурсов категории C_3 (см. рис. 10) [11].

На основании статистической обработки результатов замеров пластовых давлений на месторождениях Бузулукской впадины и прилегающих к ней территорий (рис. 11) получено следующее регрессионное уравнение для средне-верхнедевонского ГКК:

$$\begin{aligned} P_{\text{пл}}(H) &= 0,0114 \times H - 0,69, \\ d &= 0,7, \\ R &= 0,99, \end{aligned} \quad (5)$$

где $P_{\text{пл}}(H)$ – давление пластовых вод, МПа, на глубине $H(\text{м})$,

d – средний модуль абсолютной погрешности функции,

R – коэффициент корреляции.

Уравнение отражает систему природных рассолов с нормальными пластовыми давлениями и режимом, близким к гидростатическому. Средний темп роста давлений с глубиной отвечает гидростатическому закону или чуть отличен от него.

Оценка наличия или отсутствия благоприятных флюидодинамических условий для формирования скоплений УВ в перспективных горизонтах структур Журавлинской, Даниловской, Пригорской, Смоленской, Куликовской и Клиновской приводится на основе одной из модификаций метода М. К. Хабберта путем сопоставления поверхностей «UWZ» [3]. При этом учитывалось, что на глубинах залегания подземных вод 2–3 км при средней их плотности $1,15\text{--}1,16 \text{ г}/\text{см}^3$ полученная величина « d » требует учета геоморфологической конвекции при перепаде рельефа порядка 60 м, на 4 км – 80 м.

Результаты анализа показывают, что при отсутствии межпластовых перетоков минимумы потенциметрической поверхности нефти и соответственно благоприятные условия для формирования залежей прогнозируются по всем перспективным горизонтам центральной и южной частях, заметно менее контрастные минимумы по тимано-пашйскому и афонинскому горизонтам фиксируются в пределах северного и западного окончания Бузулукской впадины.

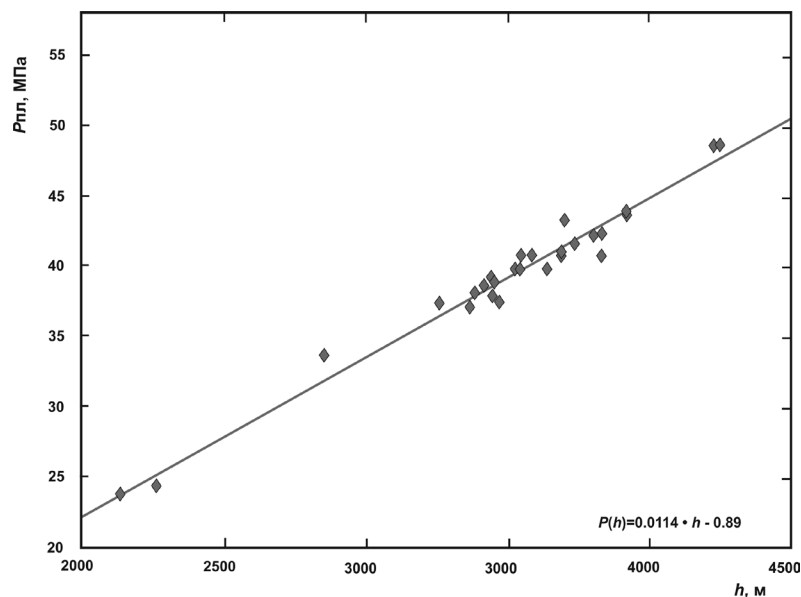


Рис. 11. Зависимость давления $P_{\text{пл}}$ (МПа) от глубины для средне-верхнедевонского ГКК



По D_{2vb} и D_{2af} минимумы потенциометрических поверхностей нефти фиксируются в пределах Смоленской, Северо-Смоленской и Южно-Смоленской структур. Более контрастно выраженные ловушки прогнозируются в пределах Пригорской структуры. При этом в более выгодных условиях находится южный приподнятый блок. Малоблагоприятными флюидодинамическими условиями для формирования залежи характеризуется Восточно-Смоленское поднятие. По воробьевскому и ардатовскому горизонтам Куликовской структуры минимум потенциометрической поверхности нефти прогнозируется в пределах восточного поднятия. На западном куполе минимум малоамплитудный, флюидодинамические условия менее благоприятны для формирования залежи по сравнению с восточным куполом.

Неоднозначной представляется оценка перспективности Клиновской структуры. Перепад рельефа земной поверхности составляет здесь 45–55 м и соответственно должен учитываться при оценке алексинских отложений, залегающих на глубинах порядка 1800 м. По отражающему горизонту гидродинамическая ловушка в пределах структуры не выделяется. Если не учитывать морфологическую конвекцию и вертикальные межпластовые перетоки, можно прогнозировать минимум потенциометрической поверхности нефти по nD_{3fm} и nD_{2ms} . Однако с учетом геоморфологии и данных по пластовым давлениям в скв. 2 Клиновской можно предполагать, что гидродинамические ловушки будут смещены несколько южнее скв. 1 и юго-восточнее скв. 2, подтверждением тому служит открытие поисковой скв. 4 Клиновской нефтяной залежи в мосоловских отложениях -2162м. Необходимо отметить, что здесь возможно либо существование в чистом виде именно гидродинамической ловушки для нефти, либо полное отсутствие условий для формирования значительной залежи. Это объясняется следующим. Даже для крупных трещин раскрытием 1 мм и больше условием, ограничивающим всплывание УВ, являются равенство или превышение значения удельного веса углеводородной смеси над значением скорости возрастания давления вниз по разрезу, т. е. $\rho_{ув} > dp/dz$. Для девонского разреза скв. 2 Клиновской dp/dz

в среднем не превышает 0,4 МПа/100 м. Темп роста пластового давления с глубиной существенно ниже гидростатического закона, что отражается в потенциалах пластовых вод (таблица). Следовательно, мы имеем дело с гравитационно-конвекционным режимом пластовых вод и нисходящими перетоками. Перепад напоров достаточно велик не только для того, чтобы удерживать мигрирующие по восстанию жидкие УВ, но и чтобы сместить возможную залежь по направлению миграции воды.

Таким образом, даже при первом рассмотрении очевидна недостаточная обоснованность заключений, построенных лишь на изучении латеральных течений. Типовые эпюры приведенных давлений в водах средне-верхнедевонского НГК, которые хорошо иллюстрируют разнообразие гидродинамической обстановки в районе – присутствие режимов как гравитационно-конвекционного этажа барогенерации (скв. 2 Клиновская), так и компрессионного (скв. 4 Зап. Степная и др.), представлены в таблице. Из нее же видно, что наряду с нисходящей миграцией (скв. 2 Клиновская) или практически гидростатическими условиями (скв. 15, 18 Южно-Первомайская), существенное значение имеют восходящие межпластовые перетоки (скв. 4 Зап. Степная, скв. 13 Южно-Первомайская и др.). Как показывает предварительный флюидодинамический анализ, восходящие перетоки по трещинным или разломным зонам, по-видимому, играют далеко не последнюю роль в формировании и разрушении залежей месторождений Зап. Степного, Разумовского, Южно-Первомайского.

Кроме того, при проведении гидродинамических исследований, в том числе оценочных, необходимо строгое обоснование выбора метода анализа. Например, результаты определений плотности пластовых вод средне-верхнедевонского НГК в пределах юго-западной части Бузулукской впадины показывают, что

$$\Delta \bar{P}_{z_1}^{z_0} < \text{indef} \gamma_{z_1}^{z_0} \quad (6)$$

где $\text{indef} \gamma_{z_1}^{z_0}$ – неопределенность интеграла изменения плотности пластовых вод с глубиной.

Потенциалы пластовых вод средне-верхнедевонского нефтегазового комплекса ($Z_0 = -4400$ м)

Площадь	Номер скважины	Глубина замера, м	Эпюра приведенных давлений, P, МПа
Клиновская	2	2080	
		2140	
		2270	
		2364	
Западно-Степная	4	3446	
		3546	
		3587	



Окончание таблицы

Площадь	Номер скважины	Глубина замера, м	Эпюра приведенных давлений, P , МПа
Южно-Первомайская	13	3387	
		3451	
		3703	
Южно-Первомайская	15	3474	
		3738	
		3805	
		3921	
Южно-Первомайская	18	3365	
		3641	
		3693	

Иными словами, совершенно очевидно, что прямое использование методов М. К. Хабберта или М. С. Силина-Бекчурина в региональном масштабе приведет к формированию неверных представлений о флюидодинамике района.

Важно также соблюдение требований по качеству замеров пластового давления и определений плотности вод, используемых при гидродинамическом анализе (см. таблицу).

Таким образом, более правильные и обоснованные оценки требуют детального анализа флюидодинамики всего района как на зональном, так и на локальном уровне с целью:

- расчленения разреза на отдельные флюидопроводящие комплексы и этажи, обладающие разной обстановкой и режимом;
- выявления основных направлений миграции флюидов;
- разработки флюидодинамических моделей формирования месторождений УВ;
- прогноза зон нефтегазонакопления и оценки степени перспективности локальных объектов.

Все это требует комплексного анализа с привлечением всей полноты данных как о самом давлении, так и о геологии, гидрогеохимии и геотермии района.

Библиографический список

1. Комплексная программа геологоразведочных работ на нефть и газ в Бузулукской впадине на 1991–1995 гг. / В. А. Абрамов [и др.]. Саратов, 1990. 257 с.
2. Былинкин Г. П., Урусов А. Б., Тимофеева М. Г. Результаты комплексного исследования состава пластового газа и физико-химической характеристики конденсата скв. № 1 Западно-Вишневого месторождения (интервалы 4359–4364, 4333–4357) / НВНИИГТ. Саратов, 1990. 16 с.

3. Былинкин Г. П., Горюнов С. А. Результаты исследования пластовой смеси Южно-Первомайского месторождения (скв. № 10, интервал перфорации 3613–3643 м) / НВНИИГТ. Саратов, 1991. 18 с.

4. Дальберг Э. Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. М., 1935. 149 с.

5. Коллекторские свойства, нефтегазоносность и условия разработки девонских продуктивных пластов Зайкинской группы месторождений Оренбургской области / П. Е. Ефремов, Б. Н. Куликов, В. И. Барыкин [и др.] // Создание эффективных технологий разработки нефтяных месторождений в сложных горногеологических условиях / Тр. / Гипровостокнефть. Куйбышев, 1939. С. 146–157.

6. Исследование пластовых смесей по объектам ПО «Саратовнефтегаз» / В. Е. Логинова [и др.]; НВНИИГТ. Саратов, 1992. 39 с.

7. Логинова В. Е., Горюнов С. А. Результаты исследования пластовой нефти Южно-Первомайского месторождения (скв. № 10, интервал испытания 3433.3–3452 м) / НВНИИГТ. Саратов, 1993. 18 с.

8. Орешкин И. В. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности северо-запада Прикаспийской впадины: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1985. 103 с.

9. Орешкин И. В., Постнова Е. В., Пятаев А. А. Обоснование критериев прогноза фазового состояния пластовых углеводородных смесей // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2013. Вып. 4. С. 39–43.

10. Пятаев А. А. Прогноз нефтегазоносности палеозойских отложений юго-западной части Бузулукской впадины // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2013. Т. 13, вып. 2. С. 81–89.

11. Пятаев А. А. Новые данные о геологическом строении девонских отложений юго-западной части Бузулукской впадины (Саратовская часть) // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 12. С. 44–50.