

Учёт особенностей геологического строения карбонатных залежей при анализе положения уровней межфлюидных контактов

Р.Я. Рафиков
главный геолог
r RAFIKOV@cge.ru

А.В. Вовк
начальник отдела геологии
AVVOVK@cge.ru

С.И. Билибин
д.т.н., зам. ген. директора по новым технологиям
SIBILIBIN@cge.ru

Т.Ф. Дьяконова
д.г-м.н., профессор, начальник ОГТ
TFDYAKONOVA@cge.ru

Т.Г. Исакова
главный специалист по петрофизике и подсчету запасов
TGISAKOVA@cge.ru

АО «ЦГЭ», Москва, Россия

В процессе разработки нефтегазовых месторождений, приуроченных к карбонатным залежам, остро встаёт вопрос достоверности определения положения уровней межфлюидных контактов. На примере Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения описан подход разобщения единой залежи на зоны с различными уровнями ГНК, основанный на более детальном рассмотрении геологического строения изучаемых отложений.

Материалы и методы
Анализ геологического строения залежи, анализ положения ГНК.

Ключевые слова
карбонатные отложения, межфлюидный контакт, залежь, скважина

Положение межфлюидных контактов в массивных карбонатных залежах не рекомендуется устанавливать без детального изучения геологического строения месторождения. На стадии разведки месторождения положение ГНК и ВНК определяется по данным первичных испытаний редкой сети поисково-разведочных скважин. В дальнейшем, при эксплуатации месторождения, несмотря на возросшее в разы количество скважинных данных, положение межфлюидных контактов практически не уточняется, т.к. достаточно быстро начинает сказываться влияние разработки на первичное равновесное состояние залежей. Однако, в неоднородных карбонатных залежах, имеющих сложное геологическое строение, новые сведения, полученные на поздних стадиях изучения месторождения, могут существенно изменить представление о его геологическом строении. Учёт геолого-промысловых данных при уточнении положения межфлюидных контактов показан на примере артинской залежи нижней перми Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ).

Оренбургский вал, к которому приурочено месторождение, является крупной тектоно-седиментационной структурой, осложняющей северную часть Соль-Илецкого выступа. Рассматриваемый Восточный участок ОНГКМ в геологическом отношении

включает в себя восточный купол Оренбургского вала и серию локальных поднятий Караванной структуры на восточной оконечности участка (рис. 1) [1]. Основная залежь приурочена к карбонатным залежам артинских отложений нижней перми. На участке активно разрабатываются как нефтяная залежь, так и газовая шапка. На всей рассматриваемой площади Восточного участка ОНГКМ положение газонефтяного контакта (ГНК) принято единым.

В процессе эксплуатации месторождения выяснилось, что новые скважины, расположенные на восточном окончании Оренбургского вала, добывают нефть существенно выше положения ГНК (в отдельных скважинах на 55 м), установленного ранее по данным испытаний разведочных скважин. Эти материалы подтверждены бурением новых эксплуатационных скважин, а также повторными испытаниями старых разведочных скважин, долгое время находящихся в консервации. В то же время, уровень ГНК на Караванной структуре и купольной склоновой части восточного купола соответствует принятому, т.е. нет данных о скважинах, работающих нефтью выше утверждённого положения ГНК. Текущее пластовое давление в купольной части Оренбургского вала в газовых скважинах в среднем снизилось на 1/3 от начального, а на восточном окончании вала и на Караванном поднятии в добывающих

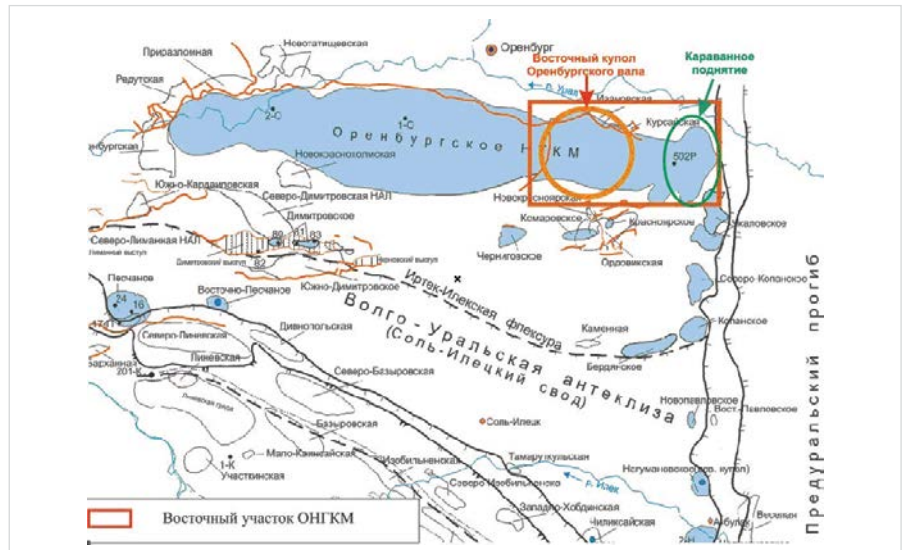


Рис. 1 — Обзорная карта района работ

Фации осадко-накопления	Средняя толщина пласта, м	$\Sigma H_{эф. ср}, м$	Расчлененность коллектора, шт	Средняя толщина прослая коллектора, м	Доля коллектора, д.ед.	Кп, д.ед.	Количество скважин, шт
Внутренний шельф	132.8	26.7	19	1.5	0.199	0.102	61
Внешний шельф	177.2	73.3	59	2.4	0.407	0.099	58
Зона органогенных построек	224.1	77.8	28	2.9	0.345	0.109	18

Таб. 1 — Характеристика артинских отложений по зонам осадконакопления

скважинах практически равно начальному. Такая ситуация может сложиться и быть объяснена различием геологического строения нефтяной части пласта: в пределах Восточного купола газоконденсатная залежь, как по вертикали, так и по латерали, имеет мозаичную линзовидно-распространенную нефтяную оторочку; а к востоку, в пределах восточного склона Оренбургского вала и Караванного поднятия, нефтяная оторочка переходит в массивный тип и имеет гидродинамическую связь с газовой шапкой. Соответственно, по результатам эксплуатации, принятая геологическая модель Восточного участка месторождения требует корректировки и установления нового уровня положения ГНК в центральной части рассматриваемого участка.

По результатам анализа керновых данных, ГИС и сейсмофациальных исследований территория Восточного участка ОНГКМ уверенно дифференцирована по условиям осадконакопления с выделением фаций внутреннего, внешнего шельфов и зоны органогенных построек (рис. 2). Это также подтверждается закономерным увеличением общих толщин артинских отложений с запада на восток в сторону погружения дна морского бассейна к предрудальскому прогибу.

Характеристика геологического разреза рассматриваемых отложений также закономерно меняется с запада на восток

в соответствии с выявленной фациальной зональностью (рис. 3). На западе, в пределах восточного купола Оренбургского вала, разрез тонкослоистый и газ подстилается единичными, линзовидными прослоями нефти. На востоке, в районе Караванных поднятий, отложения представлены мощными прослоями коллекторов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода). Одной из особенностей является наличие в середине разреза битуминозных прослоев в западной и центральной частях, переходящих в массивную битуминозную пачку на востоке [2].

В целом на рассматриваемой площади в направлении с запада на восток установлены следующие закономерности (таб. 1):

- общие и эффективные толщины пласта увеличиваются в 1,5–2 раза,
- количество прослоев коллектора возрастает в 3 раза,
- доля коллектора увеличивается в 2 раза,
- средняя толщина прослоя коллектора становится больше в 1,5 раза,
- толщины битумных прослоев увеличиваются в 3–5 раз.

Для анализа закономерностей изменения геологического строения все критерии разделены на количественные и качественные.

- **минимальная толщина прослоя** ($H_{\text{колл}} < 1.5 \text{ м}$) — минимальная доля коллектора ($NTG < 0.2$). В зоне с толщиной единичного

коллектора менее 1,5 м и долей коллектора < 0.2 возможна ухудшенная связанность прослоев малой толщины по вертикали и латерали за счёт их незначительной протяженности (рис. 4), что приводит к ухудшению — гидродинамической связи между коллекторами в западной части участка по вертикали и простирацию;

- **наличие перемычки между газом и нефтью** ($H_{\text{перем.}} > 4 \text{ м}$). В зоне с ухудшенными коллекторскими свойствами наличие между газовым и нефтяным коллектором непроницаемой перемычки мощностью $> 4 \text{ м}$, свидетельствуют о плохой связанности коллекторов по вертикали (рис. 5).

К качественным критериям отнесены — смена обстановок осадконакопления и толщина битуминозных прослоев:

- **смена обстановок осадконакопления.** Исходя из геологического строения, коллекторы внутреннего и внешнего шельфа разобщены, т.к. на этой границе (в этой зоне) происходит смена условий осадконакопления и, соответственно, смена характеристики разреза. Это приводит к нарушению гидродинамической связи между западной и восточной частями участка по простирацию. Граница разобщения коллекторов расположена во внутреннем шельфе — в зоне с тонкими прослоями коллектора малой протяженности по латерали (рис. 2 и 4);



Рис. 2 — Сейсмофациальная карта артинских отложений нижней перми

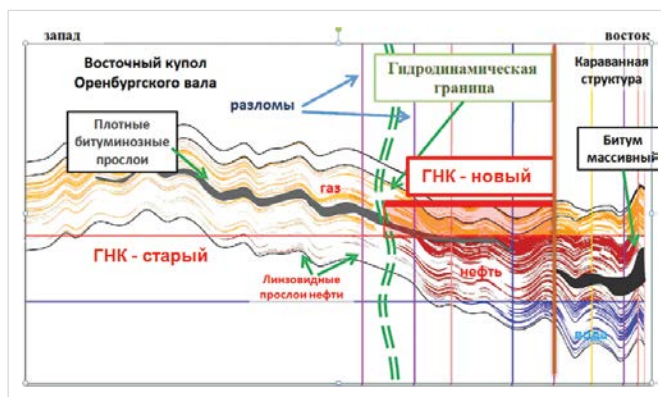


Рис. 3 — Геологический разрез артинских отложений



Рис. 4 — Карта мощности прослоя единичного коллектора и доли коллектора в пласте

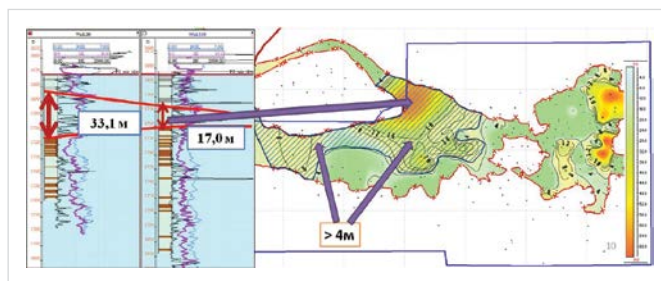


Рис. 5 — Карта толщины перемычки между подошвой газового и кровлей нефтяного коллектора

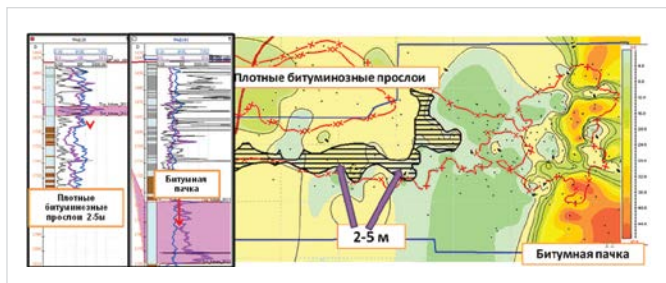


Рис. 6 — Карта мощности битуминозных прослоев



Рис. 7 — Схема комплексирования непроницаемых перемычек

• толщина битуминозных прослоев ($H_{бит.} = 2-5 м$). На востоке площади залегает массивная битуминозная пачка. К западу толщина пачки уменьшается и преобразуется в плотные битуминозные прослои с мощностью прослоев 1–5 м (рис. 6). По скважинным данным в центральной части участка газ отделён от нефти битуминозными прослоями в зоне, где $H_{битум} = 2-5 м$. Из этого следует, что по вертикали в этой части залежи гидродинамическая связь между нефтью и газом отсутствует.

Выделенные закономерности представлены в виде карт с выделением зон распространения каждого критерия (рис. 7). При комплексировании зон двух-трёх критериев и оконтуривании области их наложения — сделан вывод о нарушении гидродинамической связи между газовой и нефтяной частями залежи по латерали на восточном склоне Восточного купола ОНГКМ. Ширина области

нарушенной гидродинамической связи составляет 1–6 км. Предлагаемая гидродинамическая граница, отделяющая западную часть от восточной, проведена по середине расстояния между скважинами в гидродинамически разобщённых областях (рис. 8).

Полученная граница позволяет разделить блок 1 на два отдельных блока — 1а и 1б, с существенно разными (на 55 м) уровнями ГНК, что подтверждается данными эксплуатации месторождения (рис. 9).

Итоги

В результате проведённой работы были приведены в соответствие геологическое строение и данные эксплуатации артинской залежи ОНГКМ.

Выводы

Определение уровней межфлюидных контактов в карбонатных отложениях — сложная

задача, решаемая индивидуально на каждом конкретном месторождении. Зачастую, как в приведённом примере, уточнение положения ГНК возможно только с привлечением геолого-промысловых данных, полученных в процессе эксплуатации месторождений.

Список литературы

1. Сухаревич П.М., Кулаков А.И., Ковришкин В.С., Шляпник Г.М. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в Оренбургской области. М.: Недра, 1978. 212 с.
2. Ларская Е.С., Ляпустина И.Н. Битумы Оренбургского газоконденсатного месторождения. Геология и ресурсы природных битумов. Тез. Докладов. Л., ВНИГРИ, 1978. С. 34–35.

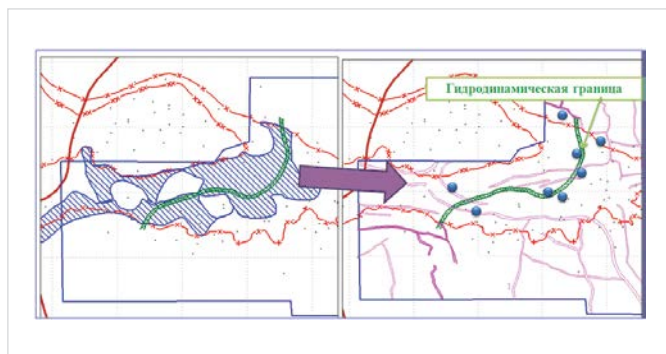


Рис. 8 — Схема расположения гидродинамической границы

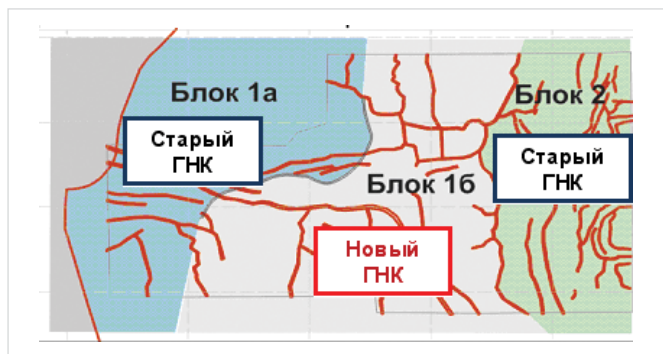


Рис. 9 — Схема выделенных блоков с учётом новой гидродинамической границы

ENGLISH

GEOPHYSICS

Complex approach to accounting features of the geological structure in the analysis of the level positions of the fluid contacts in carbonate deposits

UDC 550.3

Authors:

Rustem Ya. Rafikov — chief geologist; ryrafikov@cge.ru

Andrey V. Vovk — head of geology department; avvovk@cge.ru

Svyatoslav I. Bilibin — Sc.D., deputy general director for new technologies; sibilibin@cge.ru

Tat'yana F. Dyakonova — Sc.D., professor, head of geoinformation technologies department; tfdyakonova@cge.ru

Tat'yana G. Isakova — chief specialist in petrophysics and the estimation of reserves; tgisakova@cge.ru

"CGE" JSC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The question of reliability of determination of the level positions of the fluid contacts sharply raises during the development of oil and gas deposits, confined to carbonate reservoirs. An approach of separation a single deposit into zones with different levels of GOC, based on a detailed examination of the geological structure of the studied sediments, is described on an example of the Eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field.

Materials and methods

Analysis of the geological structure of the deposit, the analysis of the provisions of the GOC.

Results

Geological structure and field data of the deposits of Artinsky ONGKM were aligned as a result of this study.

Conclusions

Determination of fluid contact levels in

carbonate sediments is a difficult task to be solved individually for each specific field. Often, as in the above example, clarifying the position of GOC is only possible with the involvement of geological and production data obtained in the process of exploitation.

Keywords

carbonate deposits, fluid contact, reservoir, well

References

1. Sukharevich P.M., Kulakov A.I., Kovrizhkin V.S., Shlyapnik G.M. *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefi i gaza v Orenburgskoy oblasti*

[Laws of placing and conditions of formation of oil and gas deposits in the Orenburg region]. Moscow: Nedra, 1978, 212 p.

2. Larskaya E.S., Lyapustina I.N. *Bitumy Orenburgskogo gazokondensatnogo*

mestorozhdeniya. Geologiya i resursy prirodnikh bitumov [Bitumen Orenburg gas-condensate field. Geology and resources of natural bitumen]. Scientific conference abstracts, Leningrad: VNIIGRI, 1978, pp. 34–35.