

Диагностика наличия и добыча остаточных запасов газа при обводнении газовых скважин в многопластовых залежах

М.К. Тупысев

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. Обоснована возможность обнаружения остаточных запасов газа после проведения водоизоляционных работ на газовых скважинах по данным замеров изменения уровня земной поверхности на геодинамическом полигоне месторождения. Для добычи остаточных запасов газа предлагается сооружение бокового ствола со вскрытием изолированного пласта на расстоянии более радиуса его обводнения.

Ключевые слова: геодинамический полигон, остаточные запасы газа, обводнение скважин.

Для цитирования: Тупысев М.К. Диагностика наличия и добыча остаточных запасов газа при обводнении газовых скважин в многопластовых залежах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 44–50. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art5>

При разработке газовых залежей с подошвенной водой главной причиной снижения продуктивности скважин является их обводнение в результате образования конусов воды в прискважинной зоне. Подошвенная вода поступает в скважину совместно с добываемым газом после превышения разности давлений между водоносным пластом и вышележащим дренируемым газонасыщенным пластом веса столба воды от нижних отверстий интервала перфорации продуктивных пластов до уровня подошвенной воды.

На рис. 1 показана схема обводнения многопластовой газовой залежи подошвенной водой. При работе газовой скважины давление в дренируемой части газовой залежи ($P_{пл}$) снижается в соответствии с законами фильтрации, зеркально снижению давления поднимается уровень подошвенной воды (рис. 1а). При поступлении воды в скважину обычно проводят водоизоляционные работы – на забое скважины устанавливается цементный мост с изоляцией обводнившегося газового

пласта и образованием в верхней части дополнительного барьера для предотвращения преждевременного прорыва воды при дальнейшей эксплуатации скважины (рис. 1б). После преодоления поднимающейся подошвенной водой этого барьера в процессе дальнейшей эксплуатации скважины может быть установлен второй цементный мост с изоляцией новой обводнившейся части продуктивного разреза (с некоторым запасом) и созданием дополнительного барьера (путем закачки в пласт на некоторое расстояние в верхней части моста изолирующего состава) для конуса воды (рис. 1в).

Количество создаваемых водоизоляционных цементных мостов зависит от интенсивности обводнения скважины и толщины газонасыщенной дренируемой залежи. Если, как показано в нашем примере (см. рис. 1), в дренируемом разрезе скважины имеются продуктивные пласты малой проницаемости (особенно вертикальной), то при подъеме до их уровня подошвенной воды дальнейшая фильтрация воды и обводнение скважины могут быть замедлены.

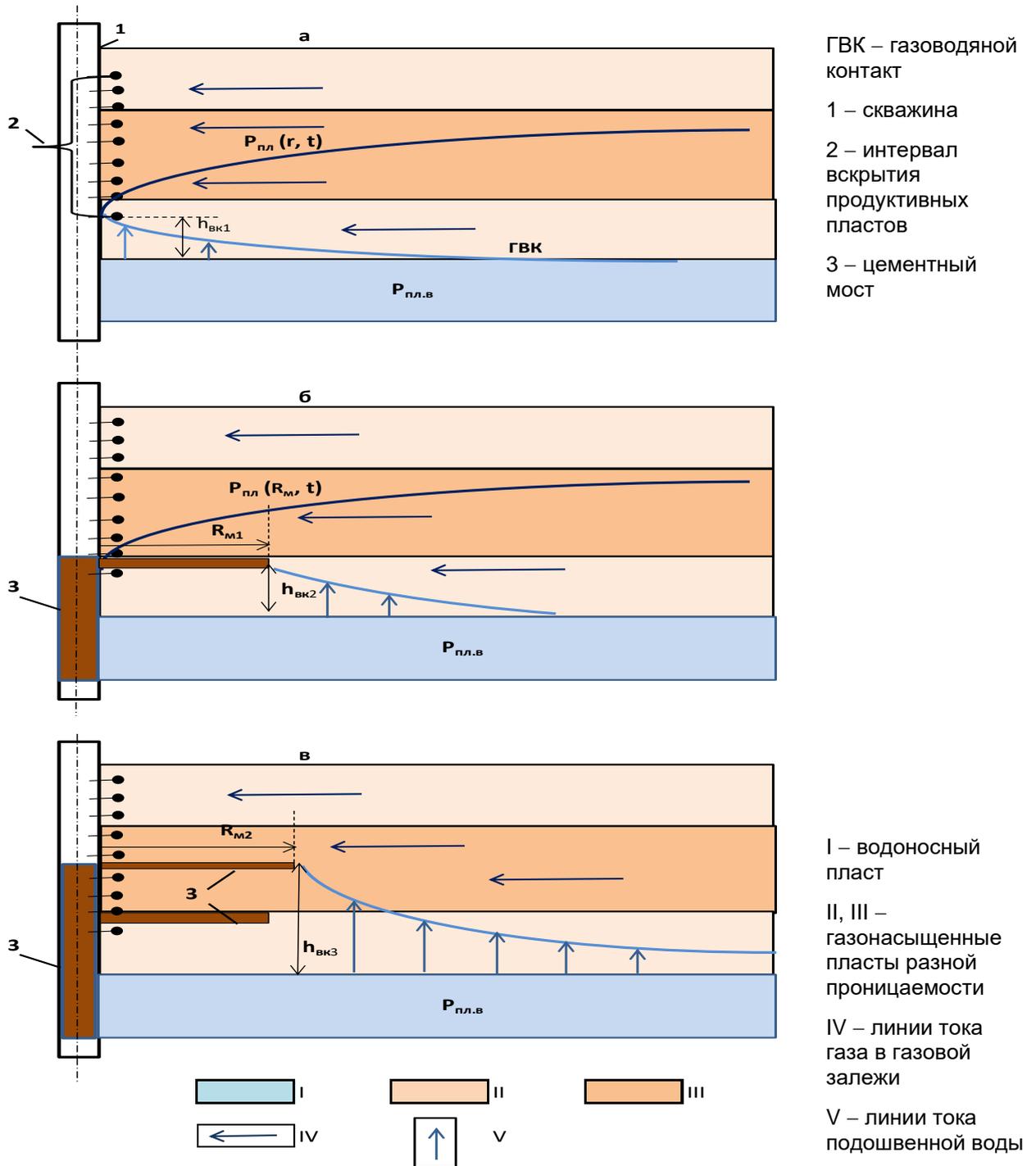


Рис. 1. Схема обводнения газовой скважины подошвенной водой, вскрывающей пласты разной проницаемости: а) динамика «водяного конуса» до первого прорыва подошвенной воды в скважину; б) динамика образования «водяного конуса» в призабойной зоне скважины после установки 1-го цементного моста; в) динамика образования «водяного конуса» в призабойной зоне скважины после установки 2-го цементного моста

На рис. 2 показан пример динамики обводнения скважины подошвенной водой при наличии в разрезе пропластка, являющегося практически барьером для

поступления подошвенной воды выше. В таких случаях достаточно одной операции по установке цементного моста и изоляции нижнего продуктивного пласта.

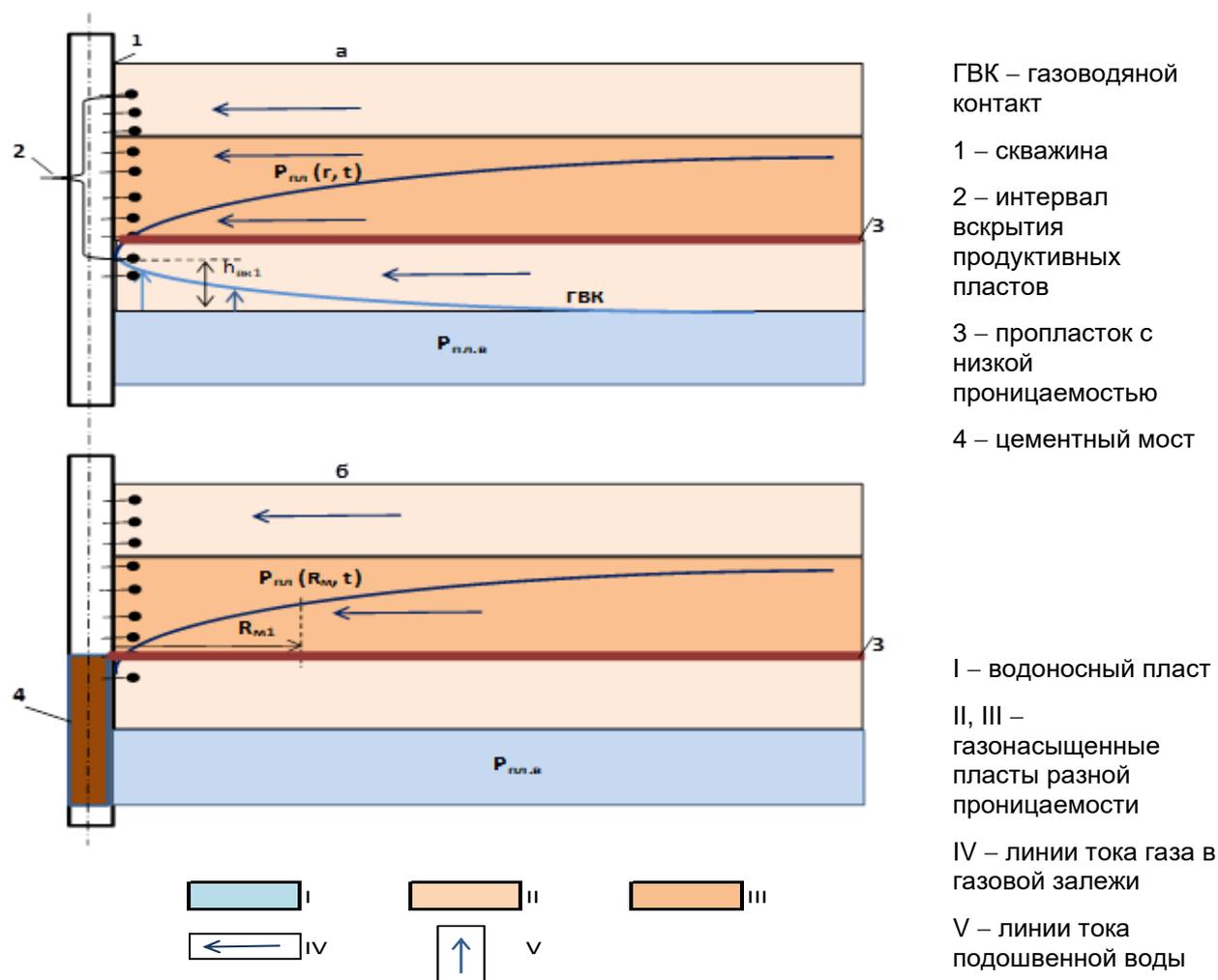


Рис. 2. Схема обводнения газовой скважины подошвенной водой в залежи, имеющей в интервале пропласток с низкой проницаемостью: а) динамика образования «водяного конуса» до первого прорыва подошвенной воды в скважину; б) работа скважины после установки цементного моста ниже низкопроницаемого пропластка

В результате проведения работ по водоизоляции и отключения газонасыщенных пластов от скважин дренирование их запасов газа замедляется (первый пример – см. рис. 1) или прекращается (второй пример – см. рис. 2) по площади разрабатываемой залежи (месторождения). Вовлечение этих запасов

имеющимся фондом эксплуатационных скважин возможно только в результате межпластовых перетоков газа в вышележащие пласты по литологическим «окнам», т.е. по возможным разрывам в межскважинном пространстве слабопроницаемых или непроницаемых пластов (пропластков).

Рассмотрим один из возможных вариантов зондирования по площади месторождения таких остаточных запасов.

В работе [1] показана возможность вести более обоснованный контроль за процессом разработки месторождения при наличии на нем геодинамического полигона:

- по данным замеров изменения высотного положения реперов, расположенных недалеко от скважин, определять средневзвешенное значение сжимаемости горных пород всего разреза продуктивных пластов ($\beta_{г.п.}$):

$$\beta_{г.п.} = \Delta H / \Delta P \cdot H, \quad (1)$$

поскольку остальные величины известны для данной точки площади дренируемой залежи (ΔH – замеренное изменение высотного положения репера, ΔP – изменение пластового давления на скважине);

- определять текущее значение пластового давления в межскважинном пространстве (P) в местах расположения реперов геодинамического полигона, используя найденное значение сжимаемости горных пород:

$$P = P_n - \Delta H / \beta_{г.п.} \cdot H, \quad (2)$$

где P_n – начальное пластовое давление.

Давление в межскважинном пространстве можно также с определенной уверенностью находить по картам изобар, которые строятся в обязательном порядке по данным замеров пластового давления в имеющемся фонде скважин. Если определяемые обоими способами значения величины давления совпадают, то можно судить о хорошей гидродинамической связи порового пространства между скважинами. Имея данные о коэффициенте сжимаемости горных пород дренируемых пластов ($\beta_{г.п.}$),

величине текущего пластового давления (P) и величине осадки земной поверхности (ΔH) в реперной точке геодинамического полигона в межскважинном пространстве, можно определить толщину продуктивных пластов (H_n), участвующих в разработке:

$$H_n = \beta_{сж} \cdot \Delta P \cdot \Delta H. \quad (3)$$

После проведения изоляционных работ на эксплуатационных скважинах и отключения от разработки нижнего продуктивного пласта результаты замеров высотного положения земной поверхности будут показывать пониженные значения из-за отключения из деформационных процессов изолированного пласта, поэтому пропорционально будет уменьшаться и толщина дренируемых пластов. Это уменьшение соответствует толщине продуктивных пластов, отключаемых от разработки. С учетом пластового давления в изолируемом пласте на момент отключения и его объема можно определить остаточные запасы пластового газа в этом пласте.

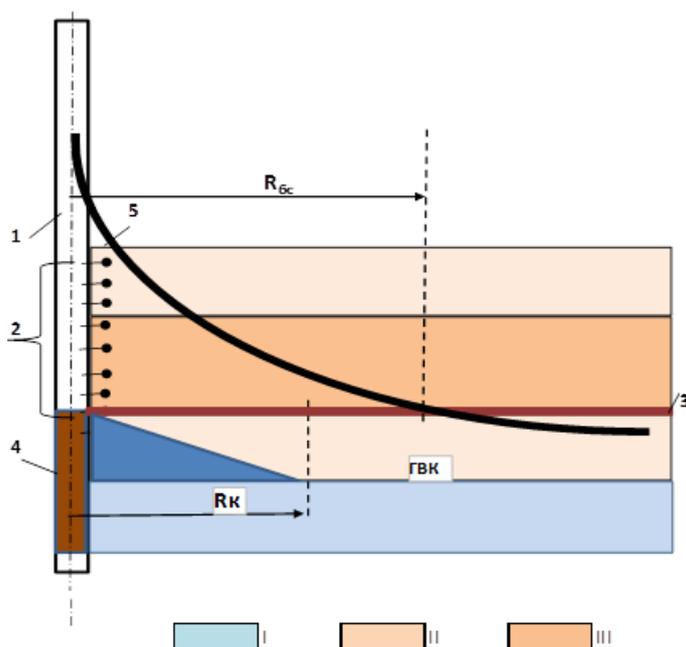
В нефтедобывающей промышленности в последние годы для извлечения недренируемых запасов широко используется бурение радиальных стволов малого диаметра [2, 3]. При реализации такого способа бурение осуществляется с применением колтубинговой установки с гибкой трубой до четырех стволов в одной плоскости (диаметром до 50 мм и радиусом до 100 м). Однако для извлечения остаточных запасов газа такой способ неприемлем, поскольку сооружаемые боковые стволы не коррелируются по высоте пласта и не обсаживаются, а бурить их в нашем случае необходимо через обводнившуюся часть пласта, поэтому такие стволы могут стать дополнительными каналами для притока пластовой воды.

Такой способ увеличения продуктивности эксплуатационных скважин, уменьшения депрессионных воронок давления в призабойной зоне может рассматриваться для газовых скважин в начальной стадии разработки месторождений:

- для удаления начала обводнения эксплуатационных скважин,
- для повышения равномерности подъема газовой контактной (ГВК),
- для уменьшения объема остаточных, не дренируемых запасов газа, остающихся в нижней части газового месторождения.

Очевидным способом добычи таких остаточных запасов газа является сооружение дополнительных эксплуатационных скважин, сгущающих первоначальную сетку. Менее затратным и широко применяемым способом

восстановления продуктивности эксплуатационных скважин является бурение наклонных вторых стволов из имеющихся скважин со вскрытием не дренируемых участков продуктивной залежи на необходимом расстоянии от первоначального забоя [4]. На рис. 3 показана схема бурения такого наклонного ствола с созданием горизонтального участка в пласте с остаточными запасами газа для рассматриваемого случая. Существенным моментом при сооружении второго ствола является проектирование его траектории таким образом, чтобы при вхождении в пласт с остаточными запасами верхние отверстия спускаемого фильтра были на расстоянии от первоначального забоя вертикального участка скважины ($R_{\text{бс}}$), превышающем радиус конуса обводнения скважины (R_k) на момент проведения водоизоляционных работ.



ГВК – газовой контактной

1 – скважина

2 – интервал вскрытия продуктивных пластов («перфорации»)

3 – пропласток с низкой проницаемостью

4 – цементный мост

5 – боковой ствол

I – водоносный пласт

II, III – газонасыщенные пласты разной проницаемости

Рис. 3. Схема бурения бокового ствола после обводнения газовой скважины подошвенной водой

Выводы

1. Наличие геодинамических полигонов на газовых месторождениях позволяет зондировать не дренируемые остаточные запасы газа в межскважинном пространстве.

2. При бурении боковых стволов для подключения к разработке остаточных запасов газа необходимо учитывать размеры конусов обводнения скважин на момент проведения в них водоизоляционных работ

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).

Литература

1. Тупысев М.К. Особенности контроля за разработкой газовых месторождений на поздней стадии // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. Вып. 1(13). С. 14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14>
2. Иконников Ю.А., Рамазанов Р.Г. Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов, получившие развитие на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2008. № 7(126). С. 46–50.
3. Новокрепленных Д.А., Распов А.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 54–57.
4. Халимов М.А., Легаев Я.В. Бурение вторых стволов скважин с горизонтальным окончанием – как метод повышения нефтеотдачи пластов на Курраганском месторождении Западной Сибири // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2006. № 6(89). С. 67–68.

Diagnosics of the presence and production of residual gas reserves during gas well flooding in multilayer deposits

M.K. Tupysev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: m.tupysev@mail.ru

Abstract. The possibility of detecting residual gas reserves after water insulation work on gas wells by measurements of changes in the level of the Earth's surface at the geodynamic test site in the field is substantiated. For the extraction of residual gas reserves, it is proposed to build a side trunk with the opening of an isolated layer at a distance of more than the radius of its flooding.

Keywords: geodynamic landfill, residual gas reserves, well flooding.

Citation: *Tupysev M.K.* Diagnosics of the presence and production of residual gas reserves during gas well flooding in multilayer deposits // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 44–50. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art5> (In Russ.).

References

1. *Tupysev M.K.* Features control over the development of gas fields at a late stage // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2016. Iss. 1(13). P. 14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14>. (In Russ.).
2. *Ikonnikov Yu.A., Ramazanov R.G.* New technologies to increase the oil recovery of reservoirs, which have been developed at the Lukoil fields // Interval. Advanced Oil and Gas Technologies. 2008. No. 7(126). P. 46–50. (In Russ.).
3. *Novokreshchennykh, D.A., Raspopov A.V.* Perspectives of radial drilling technology for oilfields in Perm region // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2014. No. 3. P. 54–57. (In Russ.).
4. *Khalimov M.A., Legayev J.V.* Drilling of the second barrels of wells with horizontal end – as a method of increasing the oil recovery of reservoirs at the Kurragan field of Western Siberia // Interval. Advanced Oil and Gas Technologies. 2006. No. 6(89). P. 67–68. (In Russ.).