

УДК 622.276

## ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

**Зейн Аль-Абидин М.Д., Сохошко С.К., Саранча А.В.**

*ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,*

*Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru*

Разработка нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных пластов на севере Ямала в большинстве случаев убыточна, в то время как разработка газоконденсатных частей залежей приносит существенный доход и оправдывает затраты на разработку нефтяных оторочек. Необходимость разработки нефтяных оторочек вызвана обязанностями перед государством по рациональному извлечению углеводородов из недр. Для обоснования режима эксплуатации горизонтальных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах подошвенного типа необходимы многовариантные расчеты на гидродинамической модели. В процессе эксплуатации горизонтальных скважин в контактных зонах возникают конусы газа и воды, однако выбитие скважин происходит из-за высокого газового фактора. Накопленная добыча нефти горизонтальных добывающих скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах подошвенного типа обратно пропорциональна величине рабочей депрессии. Неправильное определение вертикальной проницаемости может привести к ошибкам при разработке месторождения, что не позволит достигнуть планируемой нефтеотдачи или приведет к дополнительным затратам.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования, гидродинамическое моделирование, кривая восстановления давления, нефтегазоконденсатный пласт, горизонтальная скважина, вертикальная проницаемость

## JUSTIFICATION OF HORIZONTAL WELL EXPLORATION REGIME IN OIL AND GAS RESERVOIRS

**Zein Al-Abideen M.D., Sokhoshko S.K., Sarancha A.V.**

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen State Oil and Gas University»,*

*Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru*

Development of oil rims oil and gas reservoirs in the north of Yamal, in most cases unprofitable, while the development of gas condensate deposits in parts brings a substantial income and justify the development costs of oil rims. The need to develop the oil rims caused by the duties to the state for the rational extraction of hydrocarbons from the subsurface. To study the mode of operation of horizontal wells in oil and gas reservoirs such as plantar necessary multiple calculations on the hydrodynamic model. During operation in horizontal wells having contact zones cones gas and water, but the disposal wells occurs due to the high GOR. Cumulative oil production of horizontal wells in oil and gas reservoirs such as plantar inversely proportional to the value of the work of depression. Incorrect definition of vertical permeability can lead to errors in the field development, which will not achieve the planned oil recovery or lead to additional costs.

**Keywords:** well testing, hydrodynamic modeling, build up curve, oil and gas reservoir, horizontal well, vertical permeability

При разработке нефтегазоконденсатных пластов необходимость правильного определения вертикальной проницаемости и анизотропии коллектора вызвана тем, что от этих параметров зависит правильность выбора режима эксплуатации скважин. Искомые параметры можно определить по данным гидродинамических исследований, более подробно эти вопросы освещены в литературе [2, 3, 6]. Нефтяные скважины в нефтегазоконденсатных коллекторах подошвенного типа имеют водонефтяной контакт снизу и газонефтяной контакт сверху, что может привести к обводнению и загазовыванию скважин.

Существуют критерии отключения скважин, при которых их дальнейшая эксплуатация считается нецелесообразной. Для нефтяных скважин, учитывая опыт разработки месторождений Западной Сибири, критерии отключения следующие – обвод-

ненность выше 98%, дебит нефти менее 1 т/сут, газовый фактор выше 5000 м<sup>3</sup>/т. В большинстве случаев при разработке нефтегазоконденсатных коллекторов подошвенного типа скважины отключаются из-за высокого газового фактора. На динамику прорыва газа влияет режим работы скважины. Чем меньше депрессия, тем дольше возможно эксплуатировать скважину. В теории разработки существует понятие предельных безгазовых и безводных дебитов, когда депрессия настолько мала, что уравновешивается гравитационными силами. Но для тонких нефтяных оторочек такой подход не оправдан. Во-первых, дебиты для соблюдения таких режимов работы будут существенно ниже 1 т/сут. Во-вторых, не всегда возможно создать столь низкую депрессию. Прорыв газа в нефтяные скважины неизбежен, однако его можно отсрочить.

Если говорить о месторождениях севера Ямала, то разработка нефтяных оторочек в большинстве случаев убыточна, в то время как разработка газоконденсатных частей залежей приносит существенный доход и оправдывает затраты на разработку нефтяных оторочек. Необходимость разработки нефтяных оторочек вызвана обязанностями перед государством по рациональному извлечению углеводородов из недр. Режимы с высокой депрессией приводят к быстрым прорывам газа и невысокой нефтеотдаче, однако при этом менее убыточны, чем режимы с низкой депрессией, за счет более высоких дебитов нефти в первые месяцы и годы разработки. Соответственно, режимы с меньшей депрессией характеризуются низкими дебитами нефти и более поздними прорывами газа, что позволяет повысить нефтеотдачу. Таким образом, режим эксплуатации скважин для таких условий должен выбираться исходя из необходимости достижения утвержденной нефтеотдачи, но при этом характеризоваться минимально возможной убыточностью. Вопросам обоснования режимов эксплуатации горизонтальных скважин также посвящены работы [1, 4, 5].

Рассмотрим в качестве примера горизонтальную скважину № 7 из статьи [2]. Ранее был предложен новый метод определения вертикальной проницаемости по данным гидродинамических исследований в нефтегазоконденсатных коллекторах. Для рассматриваемой скважины было определено отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной для зоны ее расположения – 0,12. Используем для расчетов гидродинамическую модель района скважины № 7, построенную ранее. Согласно утвержденным извлекаемым запасам (КИН – 0,076) на одну скважину согласно

общему количеству проектных скважин должно приходиться 53 тыс. т. Проведем расчеты для различных депрессий – 1, 3, 6 и 9 МПа. Нефтеотдача с увеличением депрессии закономерно снижается. Например, при депрессии 1 МПа нефтеотдача составит 56,1 тыс. т (КИН – 0,080), в то время как при депрессии 9 МПа – 38,8 тыс. т (КИН – 0,055). На рис. 1 представлена зависимость нефтеотдачи от депрессии. Согласно этой зависимости необходимой нефтеотдачи можно достигнуть только при депрессии не более 3 МПа. Соответственно, рекомендуемая депрессия не должна превышать этой величины.

С использованием гидродинамической модели рассмотрим также случаи, когда вертикальная проницаемость будет выше или ниже определенной нами в два раза. Такое вполне возможно, когда специальные исследования по определению вертикальной проницаемости не проводятся. Для отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной 0,24 нефтеотдача варьируется в зависимости от депрессии в пределах 32,7–42,5 тыс. т. Это означает, что ни один из режимов не позволяет добиться утвержденной нефтеотдачи при существующем фонде. В таком случае возник бы вопрос о необходимости пересмотра количества скважин в большую сторону, что привело бы к еще большей убыточности разработки нефтяной оторочки.

Рассмотрим противоположный случай, когда отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной составляет 0,06, что в два раза ниже реального. Нефтеотдача в зависимости от режима работы составит 50,6–72,0 тыс. т. Интервал депрессий, при которых может быть достигнута нефтеотдача, гораздо шире. В этом случае, возможно рекомендовать депрессию до 6 МПа, однако

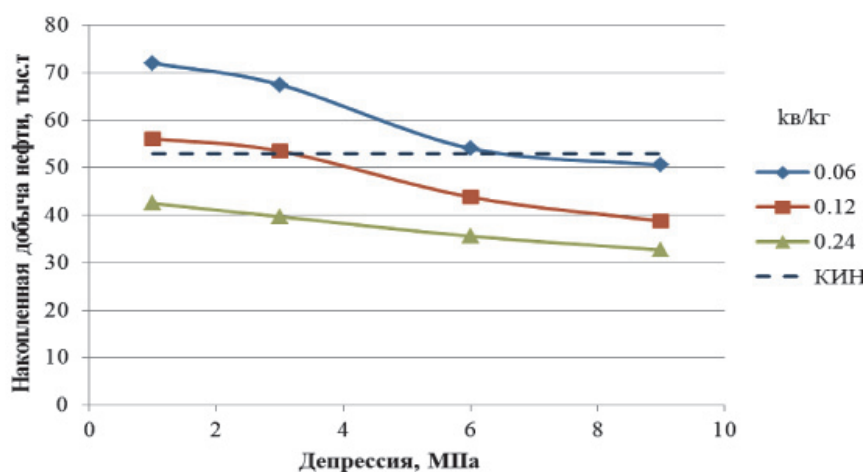


Рис. 1. Зависимость нефтеотдачи от депрессии

если в последующем выяснится, что вертикальная проницаемость выше, то достижение нефтеотдачи станет невозможным, тогда будет необходимо рассматривать вопрос о бурении дополнительных скважин или боковых стволов, что также повышает убыточность проекта.

Во всех случаях отмечается процесс конусообразования, при котором к стволу горизонтальной скважины подтягиваются газ и вода, однако выбытие скважины происходит из-за высокого газового фактора. Обводненность на момент оста-

новки скважины не превышает 30%. Процесс конусообразования для двух противоположных случаев с различной вертикальной проницаемостью и депрессией показан на рис. 2, 3.

Таким образом, для правильного выбора режима эксплуатации скважин необходимо достаточно точно определять вертикальную проницаемость, что возможно осуществить с помощью MDT-исследований при наличии пилотного ствола, а также в ходе гидродинамических исследований, в том числе с использованием метода, рассмотренного в работе.

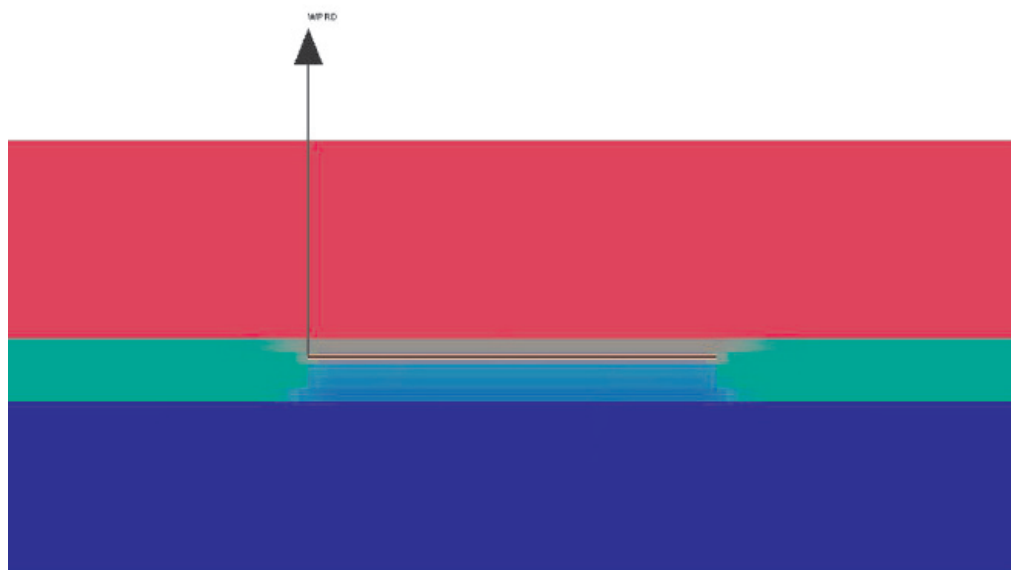


Рис. 2. Процесс конусообразования на момент выбытия скважины при  $k_g/k_z = 0,06$  и депрессии 1 МПа

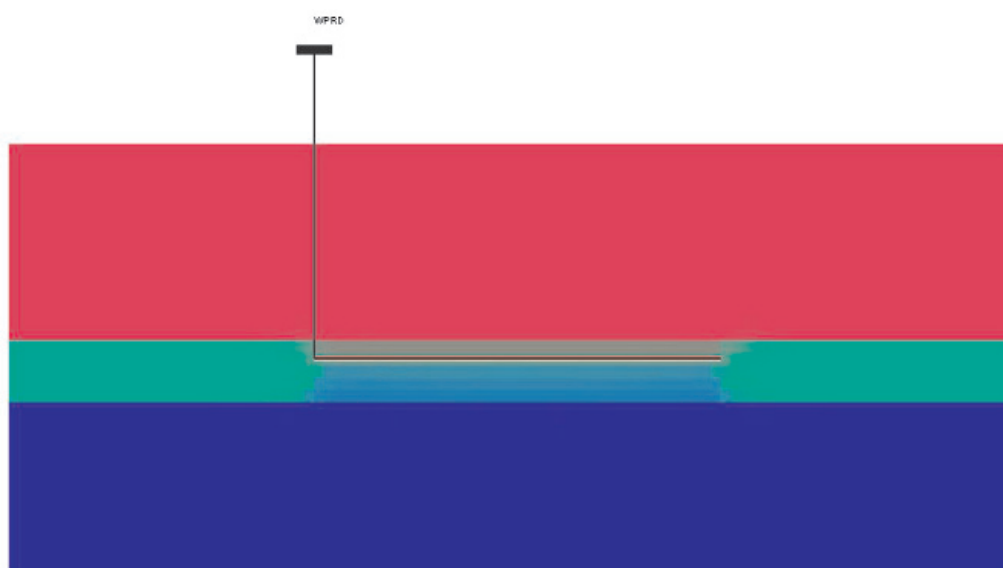


Рис. 3. Процесс конусообразования на момент выбытия скважины при  $k_g/k_z = 0,24$  и депрессии 9 МПа

### Выводы

1. Для обоснования режима эксплуатации горизонтальных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах подошвенного типа необходимы многовариантные расчеты на гидродинамической модели.

2. В процессе эксплуатации горизонтальных скважин в контактных зонах возникают конусы газа и воды, однако выбывание скважин происходит из-за высокого газового фактора.

3. Накопленная добыча нефти горизонтальных добывающих скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах подошвенного типа обратно пропорциональна величине рабочей депрессии.

4. Неправильное определение вертикальной проницаемости может привести к ошибкам при разработке месторождения, что не позволит достигнуть планируемой нефтеотдачи или приведет к дополнительным затратам.

### Список литературы

1. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Малютин Д.В., Бабушкин Э.В. К вопросу о заканчивании горизонтальных скважин с открытым забоем в терригенных коллекторах Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 56-64.

2. Зейн Аль-Абидин М.Д., Сохошко С.К., Саранча А.В., Кочерга Н.П. Особенности интерпретации кривых восстановления давления, полученных в горизонтальных нефтяных скважинах в нефтегазоконденсатных коллекторах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 45-47.

3. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М., Синцов И.А. Разработка решения для учета влияния непроницаемых границ на

производительность горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 78-81.

4. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Оценка влияния фильтрационной анизотропии нефтегазоносных коллекторов при моделировании месторождений // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 22-27.

5. Растрогин А.Е., Фоминых О.В., Саранчин С.Н. К вопросу обоснования предельных дебитов горизонтальных скважин в нефтегазовых залежах // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 6. – С. 5-7.

6. Синцов И.А. Гидродинамические исследования в многозбойных скважинах с горизонтальными стволами // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 3. – С. 55-57.

### References

1. Bakirov D.L., Fattahov M.M., Maljutin D.V., Babushkin Je.V. K voprosu o zakanchivanii gorizontalnykh skvazhin s otkryтым zaboem v terrigennykh kollektorah Zapadnoy Sibiri // Geologija, geofizika i razrabotka nefjnykh i gazovykh mestorozhdenij. 2015. no. 9. pp. 56-64.

2. Zejn Al-Abidin M.D., Sohoshko S.K., Sarancha A.V., Kocherga N.P. Osobennosti interpretacii krivykh vosstanovlenija davlenija, poluchennykh v gorizontalnykh nefjnykh skvazhinah v neftegazokondensatnykh kollektorah // Izvestija vysshih uchebnykh zavedenij. Neft i gaz. 2015. no. 5. pp. 45-47.

3. Karnauhov M.L., Pjankova E.M., Sincov I.A. Razrabotka reshenija dlja ucheta vlijanija nepronicaemykh granic na proizvoditel'nost gorizontalnykh skvazhin // Territorija Neftgaz. 2011. no. 8. pp. 78-81.

4. Merkulov V.P., Krasnoshehehokova L.A. Ocenka vlijanija filtracionnoj anizotropii neftegazonosnykh kollektorov pri modelirovanii mestorozhdenij // Gazovaja promyshlennost. 2014. no. 3. pp. 22-27.

5. Rastrogin A.E., Fominykh O.V., Saranchin S.N. K voprosu obosnovanija predelnykh debitov gorizontalnykh skvazhin v neftegazovykh zalezah // Neftepromyslovoe delo. 2015. no. 6. pp. 5-7.

6. Sincov I.A. Gidrodinamicheskie issledovanija v mnogozabojnykh skvazhinah s gorizontalnymi stvolami // Territorija Neftgaz. 2012. no. 3. pp. 55-57.