



УДК 622.276.344

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СЛОИСТОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НА ИСТОЩЕНИЕ

ASSESSMENT OF THE EFFECT OF LAYERED HETEROGENEITY OF A GAS-OIL DEPOSIT ON OIL RECOVERY DURING DEPLETION DEVELOPMENT

Игебаева Альфия Анваровна

магистрант

кафедры разработки и эксплуатации газовых и
нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
alfiya.igebaeva@yandex.ru

Igebayeva Alfiya Anvarovna

Graduate Student,

Department of the Development and
Operation of Gas and Oil, Gas and
Condensate Fields Department,
Ufa State Petroleum Technical University
alfiya.igebaeva@yandex.ru

Аннотация. В данной статье исследуется вопрос рационального размещения ствола горизонтальной или наклонно-направленной скважины в газонефтяной залежи в пластах со слоистой неоднородностью. Производилось моделирование разработки залежи двухфазного типа при различных взаимных расположениях пропластков относительно друг друга. Осуществлялась сравнительная оценка эффективности разработки и приведены рекомендации по размещению.

Annotation. This article examines the issue of rational placement of the horizontal or directional borehole in the gas and oil deposits in layers with layered heterogeneity. The development of two-phase deposits was simulated at different relative positions of the interlayers relative to each other. A comparative assessment of the effectiveness of the development was carried out and recommendations for placement were given.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, наклонно-направленная скважина, газонефтяная залежь, слоисто-неоднородный пласт, гребень газа и воды.

Keywords: horizontal well, directional well, gas and oil reservoir, layered-heterogeneous formation, gas and water cone.

Из-за сокращения ресурсной базы страны в разработку вступают залежи двухфазного типа, которые длительное время могут разрабатываться в режиме истощения.

Сложностью разработки газонефтяных залежей является непосредственный контакт газа из газовой шапки, нефти и пластовой воды. Трудность связана с опасностью преждевременного загазовывания и обводнения продукции из-за прорывов газа и воды к добывающей скважине [1–4].

В то же время известно, что пласты характеризуются слоистой неоднородностью, в которых различие коэффициентов проницаемостей в прослоях оказывает влияние на показатели добычи нефти и газа [5].

При наличии данных осложняющих факторов известен факт положительного влияния горизонтальных скважин на показатели разработки месторождений.

Плюсами горизонтальных скважин по отношению к вертикальным являются увеличение продуктивности за счет большей площади фильтрации, уменьшение образования гребней газа и воды [6].

Целью данного исследования является подбор оптимального варианта расположения ствола горизонтальной и наклонно-направленной скважины в различных вариантах слоисто-неоднородного пласта при разработке газонефтяной залежи с активной водоносной областью в симуляторе Tempest More.

Для изучения вопроса рационального размещения ствола скважины построена модель полоскообразного элемента залежи, геометрические размеры которого 1000 x 3000 x 15 м, угол падения 10. Размер сетки модели 40 x 20 x 15.

Газонефтяная залежь разрабатывается одной горизонтальной скважиной в режиме истощения в период с 01.01.2000 по 01.01.2050 годы. Подсчитанные геологические запасы нефти в поверхностных условиях составили – 2846,06 тыс. м³ нефти. Начальное пластовое давление 17,0 МПа. Глубина залегания пласта 1670 м. Газонефтяной и водонефтяной контакты находятся на глубинах 1695 м и 1713 м соответственно.

Модель газонефтяной залежи изображена на рисунке 1.

В данной работе используется модель «black oil», в которой вода и нефть не смешиваются, и газ предполагается растворимым в воде и нефти.

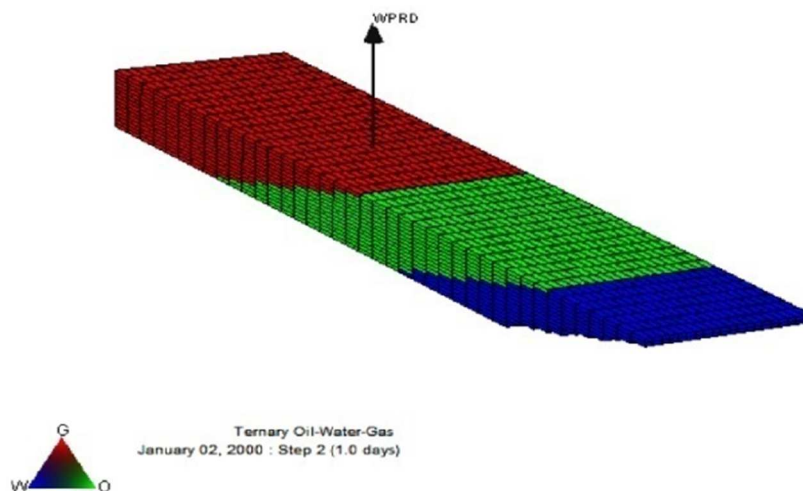


Рисунок 1 – Модель газонефтяной залежи

В данной работе используется модель «black oil», в которой вода и нефть не смешиваются, и газ предполагается растворимым в воде и нефти.

Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 883 кг / м^3 . Плотность нефти в пластовых условиях равна 795 кг / м^3 . Вязкость нефти при начальных пластовых условиях составляет $8,7 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Относительные фазовые проницаемости, применяемые в данной модели, представлены на рисунках 2 и 3.

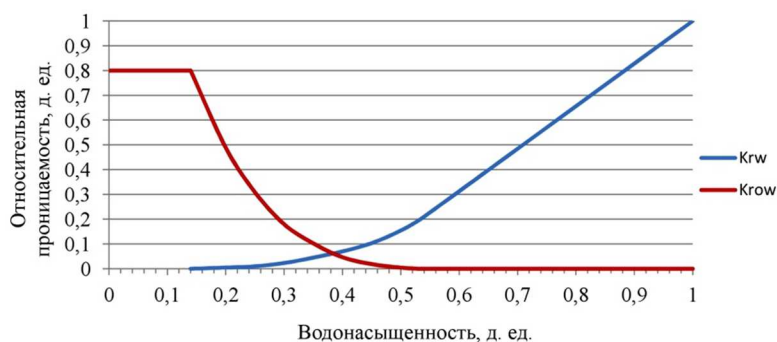


Рисунок 2 – Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-вода

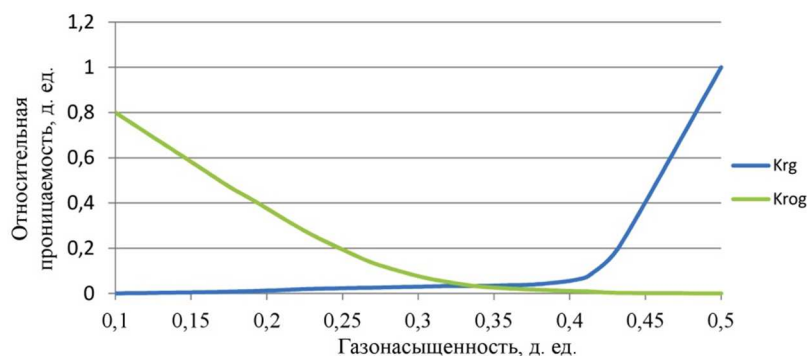


Рисунок 3 – Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-газ

Для моделирования залежи с активным водоносным горизонтом была построена гидродинамическая модель аквифера, присоединяемая к определенной глубине.

Первая модель неоднородного коллектора состоит из трех пропластков: в середине пласта находится пропласток с проницаемостью 300 мД, остальные два пропластка имеют проницаемость 100 мД. Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной равно 0,1.

Были проведены расчеты по прогнозированию показателей разработки для пяти вариантов расположения скважины. В первых трех вариантах ствол скважины находится в середине пропласт-



ков параллельно кровле и подошве, в варианте 4 рассматривается одновременное вскрытие нескольких пропластков, в варианте 5 изучается наклонно-направленное вскрытие среднего пропластка. Схематичное изображение показано на рисунке 4.

Во всех пяти вариантах скважина пускалась в работу в режиме постоянной депрессии 4 атм. Для скважины ставились ограничения по газовому фактору 2 тыс. м³ / м³, по обводненности продукции 98 %.

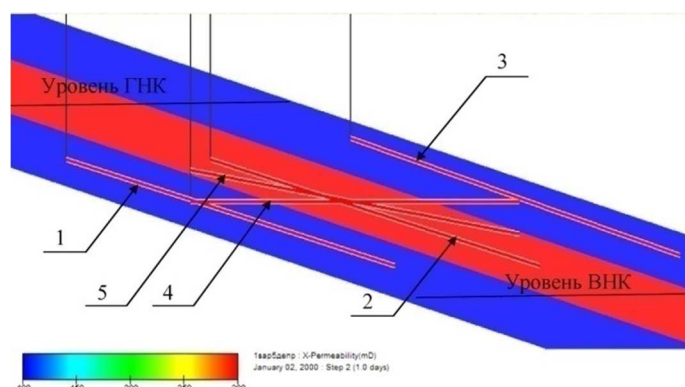


Рисунок 4 – Варианты расположение ствола скважины для первой модели

Для всех вариантов были рассчитаны коэффициенты извлечения нефти. Результаты моделирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты моделирования

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
КИН, %	12,14	18,39	9,92	17,38	19,04

Применение горизонтальных скважин для данной модели залежи обеспечивает меньшие депрессии на пласт, что позволяет сократить негативное влияние образования гребней газа и воды. Работы скважины при маленьких депрессиях решает проблему выбытия скважин из-за прорывов газа и воды.

Варианты 3 и 4 имеют низкие КИН, так как скважина находится в низкопроницаемых пропластках и близко к непроницаемым границам пласта. Кровля и подошва экранируют движение нефти, и дебиты по сравнению с остальными вариантами ниже.

В вариантах 4 и 5 достигается высокая нефтеотдача. В обоих случаях скважина находится в высокопроницаемом пропластке, что обеспечивает высокий дебит. Разница КИН в 0,6 % из-за того, что в пятом варианте скважина находится выше и вода из аквифера поступает в скважину на 4 месяца позже.

Четвертый вариант по сравнению с остальными вариантами характеризуется большим периодом безгазовой и безводной эксплуатации, так как находится равноудалено от газовой шапки и водоносного горизонта и параллельно газонефтяному и водонефтяному контакту.

Во второй модели пропласток с проницаемостью 300 мД находится в нижней части пласта. При первых четырех вариантах ствол скважины располагается так же как в первой модели. В пятом варианте рассматривается наклонно-направленное вскрытие нижнего пропластка.

Изображение пласта с вариантами местоположения скважины представлено на рисунке 5.

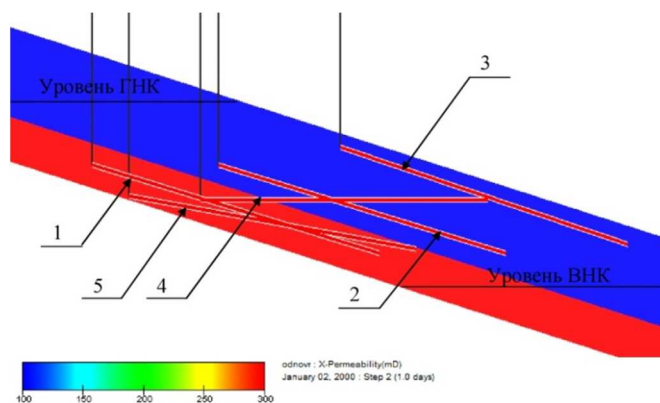


Рисунок 5 – Варианты расположение ствола скважины для второй модели



Полученные результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты моделирования

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
КИН, %	17,14	9,07	7,89	12,90	17,36

В данной модели расположение ствола скважины только в низкопроницаемом пропластке приводит к низкой нефтеотдаче (варианты 2, 3).

При расположении ствола скважины параллельно газонефтяному контакту в данной модели получается низкий коэффициент извлечения нефти, хотя обводненность продукции в данном варианте ниже. Это объясняется тем, что большая часть скважины находится в низкопроницаемом пропластке.

Наибольшая нефтеотдача в данной модели получается в варианте 5. Скважина в данном случае, по сравнению с вариантом 1, находится дальше от газовой шапки, что обеспечивает большую накопленную добычу нефти, несмотря на то, что обводненность продукции выше.

В следующей модели рассматривается случай, когда пропласток с проницаемостью 300 мД находится в верхней части пласта. Схематичное изображение пласта с вариантами расположения скважины представлено на рисунке 6.

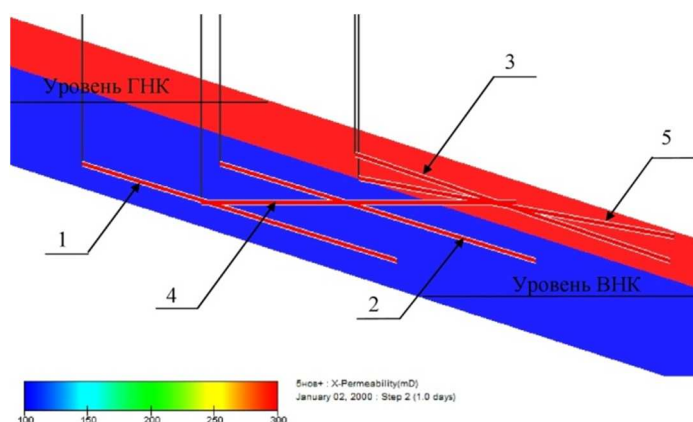


Рисунок 6 – Варианты расположение ствола скважины для третьей модели

Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты моделирования

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
КИН, %	15,43	14,20	17,57	18,34	17,74

В вариантах 3 и 5 наблюдается резкое падение дебита нефти из-за близости к кровле пласта. Но из-за того, что ствол скважины в данных случаях находится в пропластке с большей проницаемостью, по сравнению с вариантами 1 и 2, накопленная добыча нефти получается выше.

В данной модели наибольшая нефтеотдача достигается при параллельном к ГНК расположении скважины. Это объясняется наибольшей отдаленности от газовой шапки и аквифера. Данный вариант характеризуется наименьшей обводненностью продукции скважины.

В залежах двухфазного типа в случаях, когда высокопроницаемый пропласток находится в нижней части или в середине пласта горизонтальную скважину рекомендуется располагать в пропластке с большим коэффициентом проницаемости и как можно дальше от газовой шапки и водоносной области.

В случае, когда высокопроницаемый пропласток находится в верхней части пласта, скважину следует располагать параллельно к газонефтяному контакту.

Данные расположения скважины обеспечивают высокий дебит и большой период безгазовой и безводной эксплуатации.

Литература:

1. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Опыт разработки нефтегазовых залежей. – М. : Недра, 1980. – 225 с.
2. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей. – М. : Недра, 1978. – 136 с.
3. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / В.Е. Гавура [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – 344 с.



4. Пономарев А.И., Калиновский Ю.В. Установившийся совместный приток нефти и газа к скважине // Разработка газоконденсатных месторождений : Доклады, Краснодар, 29 мая–02 1990 года. – Краснодар, 1990. – С. 187–192.
5. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах // Открытое АО «Газпром», Общество с ограниченной ответственностью «Уренгойгазпром». – Новосибирск : Издательство Сибирского отделения РАН, 2007. – 232 с.
6. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
7. Пономарев А.И. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений в низкопроницаемых коллекторах. – Уфа : Изд-во Уфимск. гос. нефт. техн. ун-та, 1998. – 234 с.
8. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М.К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 104–111.

References:

1. Afanasyeva A.V., Zinovyeva L.A. Experience of oil and gas deposits development. – M. : Nedra, 1980. – 225 p.
2. Amelin I.D. Features of the development of oil and gas deposits. – M. : Nedra, 1978. – 136 p.
3. Modern methods and systems of development of gas-oil deposits / V.E. Gavura [et al.]. – M. : VNIIOENG, 1994. – 344 p.
4. Ponomarev A.I., Kalinovsky Y.V. The established joint flow of oil and gas to the well // Development of gas and condensate fields : Reports, Krasnodar, May 29–02 1990. – Krasnodar, 1990. – P. 187–192.
5. Ponomarev A.I. Increasing the efficiency of hydrocarbon deposits development in low-permeable and stratified inhomogeneous reservoirs // Open JSC «Gazprom», Limited Liability Company «Urengoygazprom». – Novosibirsk : Publishing House of Siberian Branch of RAS, 2007. – 232 p.
6. Berdin T.G. Designing the development of oil and gas fields by horizontal well systems. – M. : ООО Nedra-Business Center, 2001. – 199 p.
7. Ponomarev A.I. Development of oil and gas-condensate fields in low-permeability reservoirs. – Ufa : Publishing Ufa State Oil Technical University, 1998. – 234 p.
8. Analysis of causes of gas factor growth at the late stages of oil field development / M.K. Baimukhametov [et al.] // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2018. – Vol. 329. – № 8. – P. 104–111.