ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

FORECASTING THE DEVELOPMENT INDICATORS OF THE SEVERO-URENGOYSKOYE FIELD

УДК 05.00.00

Будай Дмитрий Александрович, Студент 2 курса Факультет Разработка нефтяных и газовых месторождений Тюменский индустриальный университет

Budai Dmitrii Aleksandrovich, budaj97@bk.ru

Аннотация

Данная статья широко раскрывает тему анализа показателей работы фонда скважин, изучению геолого-физических характеристик продуктивных пластов и насыщающих флюидов, а также газодинамическому расчету показателей разработки.

Уренгойское газовое месторождение — супергигантское газовое месторождение, третье в мире по величине газовых запасов, которые превышают десять триллионов кубических метров. Находится в Ямало-Ненецком автономном округе России, немного южнее северного полярного круга.

Annotation

This article broadly covers the topic of analyzing the performance indicators of the well stock, studying the geological and physical characteristics of productive layers and saturating fluids, as well as gas-dynamic calculation of development indicators.

The Urengoy gas field is a supergiant gas field, the third largest in the world in terms of gas reserves, which exceed ten trillion cubic meters. It is located in the Yamalo-Nenets Autonomous District of Russia, a little south of the Arctic Circle.

Ключевые слова: эксплуатационный объект, природный газ, фонд скважин, состояние разработки, начальные запасы, проектные решения, пластовое давление, газовая залежь.

Key words: Production facility, natural gas, well stock, development status, initial reserves, design solutions, reservoir pressure, gas deposit.

Геологическое строение Северо-Уренгойского породы палеозойского фундамента, терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойского чехла.

Палеозойский фундамент: предполагаемая глубина в среднем шесть километров. Породы фундамента не вскрыты.

На Уренгойской площади сверхглубокой скв. СГ-6 отложения палеозойского фундамента вскрыты на глубине семи километров, представлены метаморфизованными алевролитами и аргиллитами, скв. 414 Уренгойского месторождения вскрыты на глубине 5385 м и представлены миндале каменными базальтами типа андезита.

Триасовая система: Отложения триасового возраста в Уренгойской площади представлены верхним отделом в составе тампейской серии, включающие витютинскую, варенгаяхинскую свиты, сложенные терригенными породами. Триасовые отложения толщиной около 150 м.

Юрская система: Отложения залегают на триасовых образованиях, представлены тремя отделами: нижнем, средним, верхним. Нижние юрские свиты не вскрыты на Северо-Уренгойском месторождении. Самая глубокая скважин №426 при забое 4823 м вскрыла отложения тюменской свиты.

Тюменская свита - мощная толща прибрежно-континентальных отложений, сложена неравномерным чередованием песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Максимальная вскрытая толщина свиты 609 м.

Абалакская свита - верхнеюрские отложения, представлена аргиллитами с прослоями серых алевролитов. Толщина свиты от 65 до 75 м.

Баженовская свита - юрские отложения, представлена битуминозными аргиллитами, является выдержанным репером большей части Западно-Сибирской низменности. Толщина в районе 60 м. Общая толщина юрских отложений 740 м.

Меловая система: отложения представлены ярусами верхнего и нижнего отделов. Три надгоризонта: дербышинский, покурский, зареченский.

Сортымская свита: залегает в основании меловых отложений, включает в себя в нижней части ачимовскую толщу, выше мощную до 700 м, преимущественно глинистую толщу и южно-балыкскую песчано-алевролитово-глинистую толщу.

Ачимовская толща: содержит слюдистые, песчаники мелкозернистые, часто известковистые, с прослоями песчано-алевритовых и глинистых пород. Общая толщина ачимовской толщи. По данным скв. 436, 426 составляет 195 м. Выше по разрезу свиты залегают песчаники, аргиллиты, алевролиты.

Разрез свиты завершают глины, толщина который от 1 до 12м. Общая толщина свиты 936 м.

Тангаловская свита: делится на три подсвиты – верхнюю, среднюю, нижнюю. Нижнетангаловская подсвита состоит из аргиллитоподобных, глин, чередующихся с алевролитами и песчаниками. К подсвите приурочены монолитные песчаные пласты залежи углеводородов Восточного купола.

В разрезе отложений встречаются прослои аргиллитов.

Тангаловской свиты, общая толщина от 1020 до 1173 м.

Покурская свита - вскрыта разведочными скважинами на полную толщину и представлена неравномерным переслаиванием алевролито-песчаных пластов с глинистыми.

Нижняя часть - глинисто-алевритистая. Отложения верхней части - песчаникаи. Разрез сеноманских отложений изучен подробно так как к нему приурочена газовая залежь ПК1. Граница между альбскими и сеноманскими условная.

Березовская свита: в подошве кремнистые разности, песчано-алевролитовые породы. Верхняя часть сложена глинистыми породами. Толщина свиты составляет от 285 до 400 м.

Ганькинская свита: выделяется в маастрихтском ярусе верхнего мела и датского яруса палеогеновой системы.

Сложена песчано-алевритовыми породами и глинами с преобладанием глин в подошве. Толщина свиты от 220 до 370 м.

Палеогеновая система: отложения люлинворской, тибейсалинской, юрковской свит и корликовской толщи.

Тибейсалинская свита: в нижней части сложена глинами, слюдистыми, с маломощными прослоями алевролитов и песчаников, в верхней - алеврито-песчаными породами. Толщина свиты изменяется от 210 до 300 м.

Люлинворская свита: сложена глинами, алевритистыми, с прослоями диатомитовых глин. Толщина свиты от 150 до 180 м.

Юрковская свита: сложена песками светло-серыми, разнозернистыми с прослоями и линзами глин и гравия. Встречается бурый угль. Общая толщина свиты в районе 100 м.

Корликовская толща: включает песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены: светло-серыми и белыми песками. Характерно обилие каолина, окатышей и линзообразных прослоев. Толщина от 35 до 55 м.

Четвертичная система: разрез отложений представлен глинами, песками, супесями. В верхнем слое отложения торфяных болот. Толщина от 55 до 100 м.

Пример газодинамических расчетов показателей разработки

Определение начальных запасов газа газовой залежи

Таблица 3.1 - Исходные данные

Эксплуатационный фонд скважин	14
Коэффициент эксплуатации скважин	0,95
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:	
А,$МПа^2 \cdot сут/тыс.м^3$	0,064

B,(МПа^2·сут/тыс.м^3)^2	0,000023
Относительная плотность газа	0,628
Температура на устье скважины, К	295,3
Пластовая температура, К	306,6
Критическая температура, К	190,85
Начальное пластовое давление, МПа	22.8
Критическое давление, МПа	4,60
Внутренний диаметр НКТ, см	8,86
Коэффициенты гидравлического сопротивления труб	0,0022
Глубина скважины, м	1418

Карта изобар построена в программном обеспечения Golden Software Surfer 9 с использованием метода Kriging рисунок 3.1. Для определения средневзвешенного пластового давления наносим на карту изобар равномерную вспомогательную сетку (рисунок 3.2) и определяем по формуле 3.1.

$$i=83;$$

$$\sum P_i = 1826{,}1 \text{ МПа};$$

$$P_{ср} = \frac{\sum P_i}{i} \quad (3.1)$$

$$P_{ср} = \frac{3493{,}4}{154} = 22 \text{ Мпа}$$

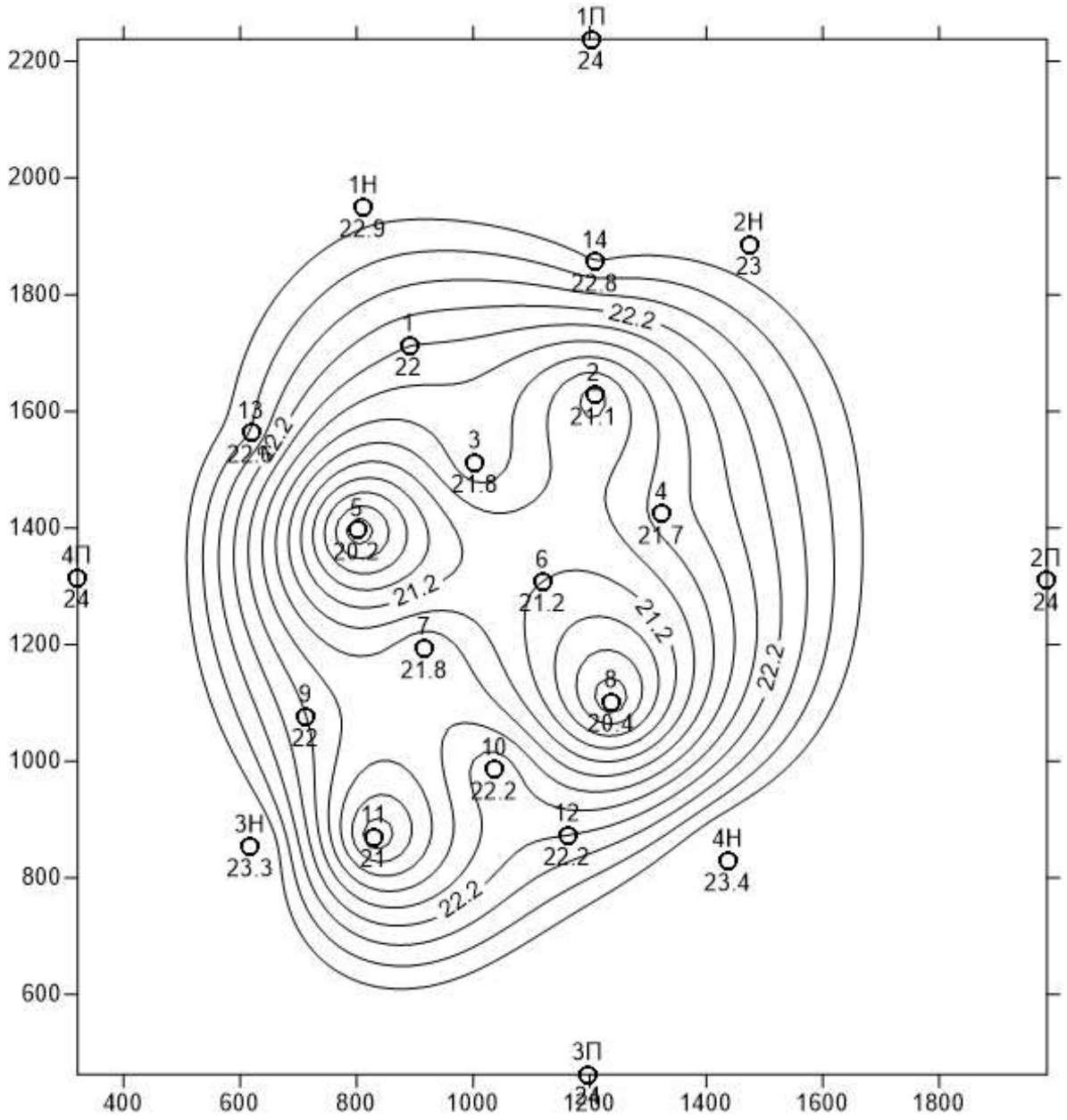


Рисунок 3.1 - Карта изобар

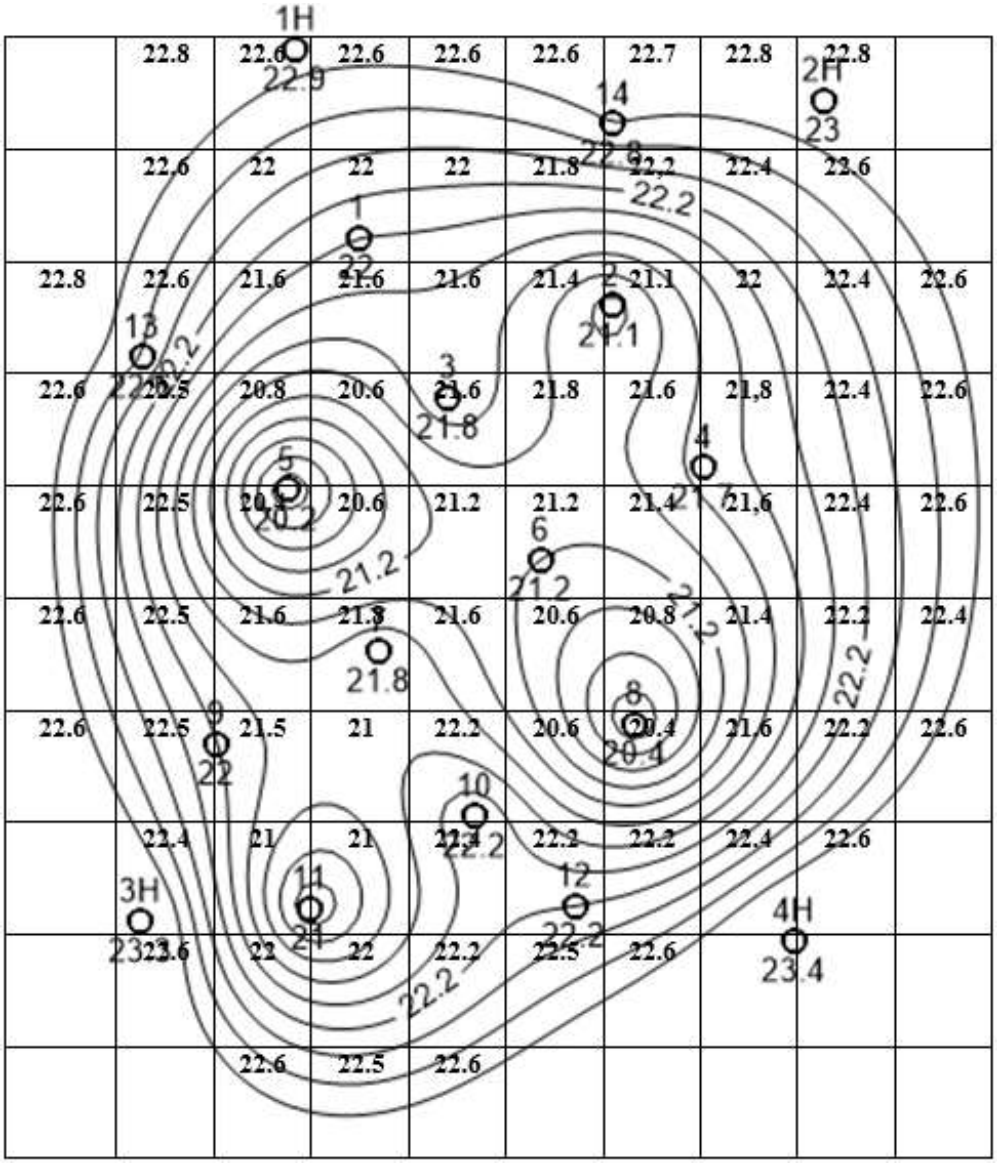


Рисунок 3.2 – Карта изобар с сеткой

Зная $P_{ср}$, определяем начальные запасы газа. Находим коэффициенты сверхсжимаемости газа для начального пластового давления в залежи и для текущего пластового давления (средневзвешанного), используя формулы 3.2, 3.3, 3.4, 3.5.

$$P_{\text{пр}}^{\text{н}} = \frac{P_{\text{пл}}^{\text{н}}}{P_{\text{кр}}} \quad (3.2)$$

$$\text{Т}_{\text{пр}} = \frac{\text{Т}_{\text{пл}}}{\text{Т}_{\text{кр}}} \quad (3.3)$$

$$P_{\text{пр}}^{\text{н}} = \frac{22{,}8}{4{,}60} = 4{,}952;\ P_{\text{пр}}^{\text{т}} = \frac{22{,}04}{4{,}60} = 4{,}787;\ \text{Т}_{\text{пр}} = \frac{295{,}3}{190{,}85} = 1{,}606$$

$$z_{\text{пл.н}} = \left(0{,}4 * lg\left(T_{\text{пр}}\right) + 0{,}73\right)^{P_{\text{пр}}^{\text{н}}} + 0{,}1P_{\text{пр}}^{\text{н}} \quad (3.4)$$

$$z_{\text{пл.н}} = (0{,}4 * lg(1{,}606) + 0{,}73)^{4{,}952} + 0{,}1 * 4{,}952 = 0{,}8526$$

$$z_{\text{ср}} = (0{,}4 * lg\left(T_{\text{пр}}\right) + 0{,}73)^{P_{\text{пр}}^{\text{т}}} + 0{,}1P_{\text{пр}}^{\text{т}} \quad (3.5)$$

$$z_{\text{ср}} = (0{,}4 * lg(1{,}606) + 0{,}73)^{4{,}787} + 0{,}1 * 4{,}787 = 0{,}848$$

$$\frac{P_{\text{пл.н}}}{z_{\text{пл.н}}} = 26{,}74; \frac{P_{\text{ср}}}{z_{\text{ср}}} = 25{,}931$$

Зная все необходимое, строим график для вычисления начальных запасов газа (рисунок 3.3).

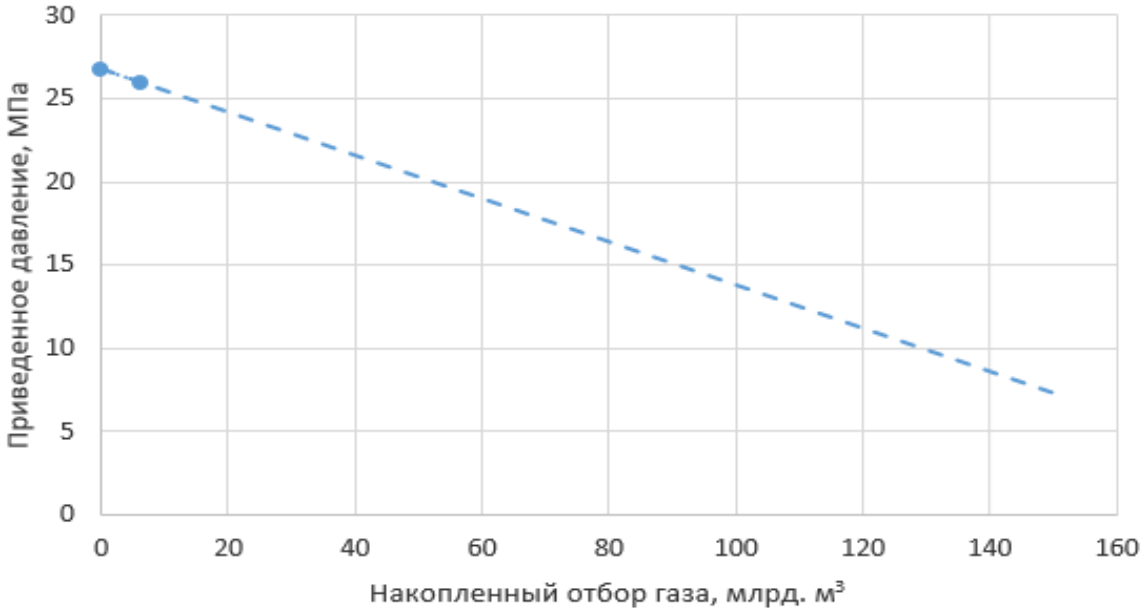


Рисунок 3.3 - График зависимости $\frac{P}{z} = f(\Sigma Q)$.

$$Q_{\text{з}} = \frac{\sum Q_{\text{г}} * \frac{P_{\text{пл.н}}}{z_{\text{пл.н}}}}{\frac{P_{\text{пл.н}}}{z_{\text{пл.н}}} - \frac{P_{\text{ср}}}{z_{\text{ср}}}} = \frac{6{,}24 * 26{,}74}{26{,}74 - 25{,}93} = 206{,}277 \text{ млрд. м}^3 \quad (3.6)$$

Прогнозирование снижения пластового давления при отборе газа

Годовой отбор пластового газа принимаем равным 3% от начальных запасов газа ($Q_г = 6{,}24$ млрд.м^3) и строим график зависимости $\frac{P}{z} = f(\Sigma Q)$ для прогнозируемого периода (рисунок 3.4).

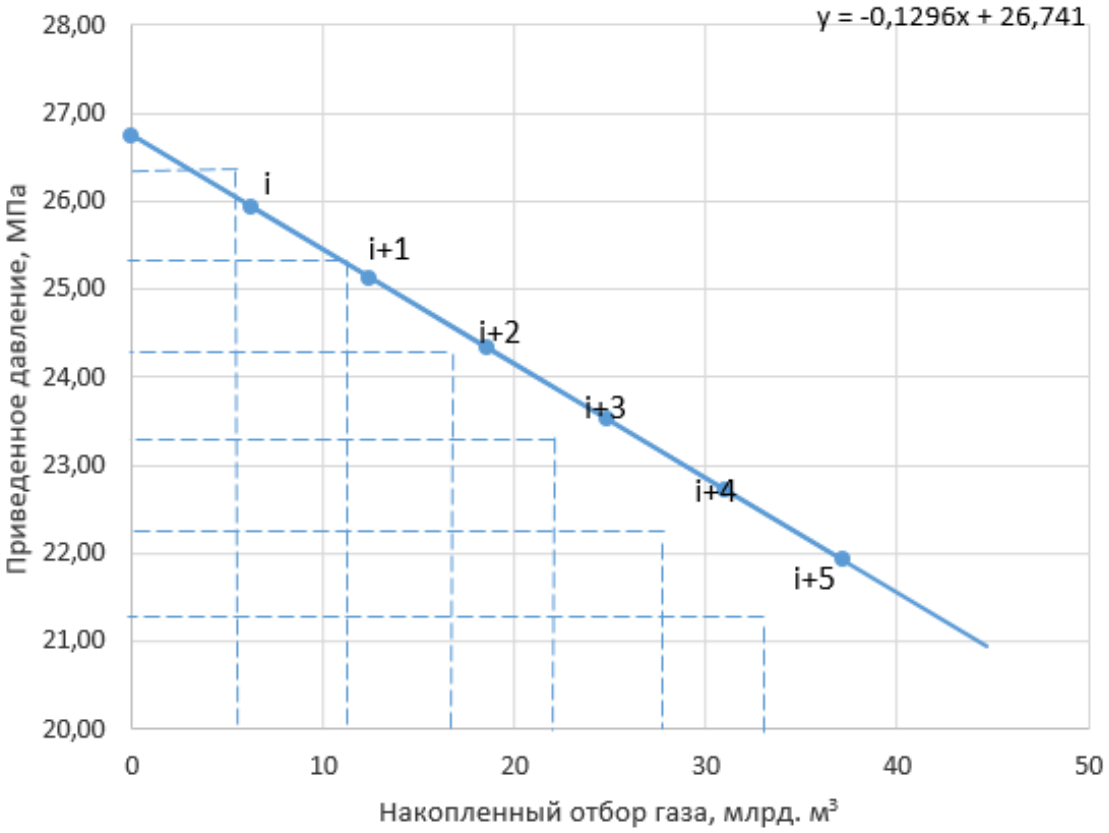


Рисунок 3.4 - График зависимости $\frac{P}{z} = f(\Sigma Q)$ для прогнозируемого периода

Для определения пластового давления по известному значению P/z строим график $P = f\left(\frac{P}{z}\right)$ при $T_{пр} = 1{,}606$ (рисунок 3.5).

Время разработки, год	**Годовой отбор**	**Накопленный отбор**	**P/z**	**Пластовое давление**
i		6,24	25,93	22,00
i+1	6,19	12,43	25,13	21,21
i+2	6,19	18,62	24,33	20,41
i+3	6,19	24,80	23,53	19,62
i+4	6,19	30,99	22,72	18,83
i+5	6,19	37,18	21,92	18,03

Таблица 3.2 - Прогноз снижения пластового давления

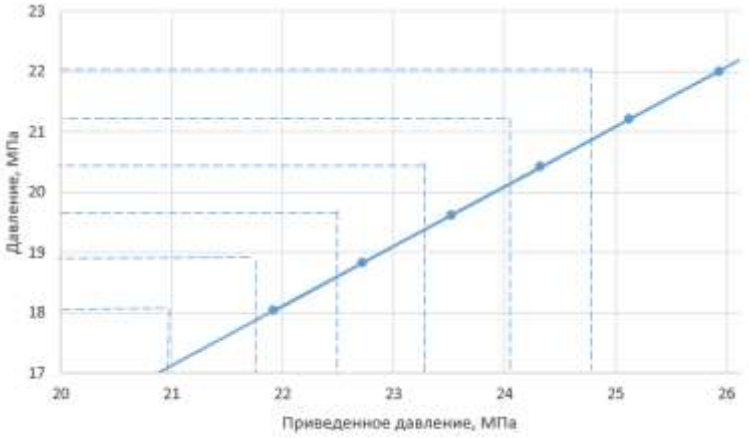


Рисунок 3.5 - График зависимости $P = f\left(\frac{P}{z}\right)$ при $T_{пр} = 1{,}606$

Расчет технологических показателей работы «средней» скважины

Среднесуточный дебит находим по формуле 3.7:

$$q = \frac{Q_г}{K_э n \cdot 365} \tag{4.1}$$

$$q = \frac{6{,}24 \cdot 10^6}{0{,}95 \cdot 14 \cdot 365} = 1189774{,}5 м^3 = 1189{,}7745 \text{ тыс. м}^3$$

Далее по формуле 3.8 рассчитываем забойное давление:

$$P_{забі} = \sqrt{P_{плі}^2 - aq_i - bq_i^2} \tag{4.2}$$

$$P_{забі} = \sqrt{22^2 - 0{,}064 \cdot 1189{,}77 - 0{,}000023 \cdot 1189{,}77^2} = 16{,}61 \text{ МПа}$$

Зная $P_{заб}$, находим $P_{уст}$:

$$P_{ср}^{окр} \approx 16{,}61 \text{ МПа};$$

$$z_{ср.окр} = 0{,}8287 ;$$

$$T_{ср} = \frac{295{,}3 + 306.6}{2} = 300.95 \text{ К};$$

$$S = \frac{0{,}03415 \cdot \tilde{\rho} \cdot L}{z_{ср} \cdot T_{ср}} \tag{4.3}$$

$$S_{ор} = \frac{0{,}03415 \cdot 0{,}628 \cdot 1418}{0{,}8287 \cdot 300{,}95} = 0{,}1219;$$

$$\Theta = \frac{0{,}01324 \cdot \lambda \cdot z_{ср}^2 \cdot T_{ср}^2 \cdot (e^{2s} - 1)}{d_{вн}^5} \tag{4.4}$$

$$\Theta_{ор} = \frac{0{,}01324 \cdot 0{,}0022 \cdot 0{,}8287^2 \cdot 300{,}95^2 \cdot (e^{2 \cdot 0{,}1219} - 1)}{8{,}86^5} = 0{,}00009148;$$

$$P_{уст} = \sqrt{\frac{P_{забі}^2 - \Theta q^2}{e^{2s}}} \quad (4.5)$$

$$P_{уст}^{ор} = \sqrt{\frac{18{,}47^2 - 0{,}00009148 \cdot 1189{,}77^2}{e^{2 \cdot 0{,}1221}}} = 18{,}47 \text{ МПа.}$$

Вычислив $P_{уст}^{ор}$, повторяем цикл расчетов:

$$P_{ср}^{ор} = (16{,}04 + 18{,}47)/2 = 17{,}255 \text{ МПа;}$$

$$z_{ср.ор} = 0{,}8269 ;$$

$$S_{ор} = \frac{0{,}03415 \cdot 0{,}628 \cdot 1418}{0{,}8269 \cdot 300{,}95} = 0{,}1222;$$

$$\Theta_{ор} = \frac{0{,}01324 \cdot 0{,}0022 \cdot 0{,}8269^2 \cdot 300{,}95^2 \cdot (e^{2 \cdot 0{,}1222} - 1)}{8{,}86^5} = 0{,}00000915;$$

$$P_{уст}^{ор} = \sqrt{\frac{17{,}255^2 - 0{,}00000915 \cdot 1189{,}77^2}{e^{2 \cdot 0{,}1222}}} = 16.04 \text{ МПа;}$$

$$P_{ср}^{ор} = (18{,}47 + 16{,}03)/2 = 17{,}25 \text{ МПа;}$$

$$z_{ср.ор} = 0{,}8269 .$$

$P_{уст}$ принимаем равным 17,25 МПа.

Таблица 4.1 - Технологические показатели работы «средней» скважины

Время разработки,	Среднесуточный дебит, тыс.м^3/сут.	Забойное давление, МПа	$z_{ср}$	Θ, 10^{-5}	S	Устьевое давление, МПа
i+1	1189,77,	18,47	0,8269	0,9148	0,1222	16,03
i+2	1189,77,	17,55	0,8265	0,9143	0,1223	15,20
i+3	1189,77,	16,62	0,8268	0,9146	0,1222	16,36
i+4	1189,77,	15,68	0,8280	0,9158	0,1220	13,51
i+5	1189,77,	14,71	0,8301	0,9178	0,1217	12,63

Список использованных источников

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М., Недра, 1990г.
2. Гафаров Н.А. Разработка месторождений углеводородов полуострова Ямал: от научно-исследовательских программ – к инвестиционным проектам / Н.А. Гафаров, Г.И. Облеков, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: ИРЦ Газпром, 2007.
3. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. / Р.Д.Абдулмазитов, К.С.Баймухаметов, В.Д.Викторин и др. Издание в 2т./ Под ред. В.Е.Гавуры. М., ВНИИОЭНГ, 1996г.
4. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. М.: Недра, 1996. 367 с.
5. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. М. «Недра». 1983г.
6. Тагиров Р. А. Методы проведения газодинамических исследований скважин на установившихся режимах на примере ЗАО «Нортгаз» Северо-Уренгойского месторождения, ООО «Агентство международных исследований», 2018
7. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений/ Перевод с английского- М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009- 570 с.
8. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. - М.: МАКС Пресс, 2008. - 476 с. ISBN 978-5-317-02630-1
9. Мулявин С.Ф., Маслов В.Н. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Монография в двух частях. Часть I. Тюмень: ТИУ, 2016. - 268 с.
10. Васильевский В. Н., Петров А. И. Исследование нефтяных пластов и скважин. М., «Недра», 1973, с. 344.

References

1. Boyko V. S. Development and operation of oil fields. M., Nedra, 1990.

2. Gafarov N. And. The development of hydrocarbon fields on the Yamal Peninsula: from research programs to investment projects / N. And. Gafarov, G. I. Oblekov, R. M. Ter-Sarkisov. – Moscow: IRTS Gazprom, 2007.
3. Geology and development of the largest and unique oil and gas fields of Russia. / R. D. Abdulmazhidov, K. S. bajmukhametov, V. D. Quizzes etc. Edition in 2 vols. / Edited by V. E. Gavura. M., VNIIOENG, 1996.
4. Lysenko V. D. Development of oil fields. Theory and practice. Moscow: Nedra, 1996. 367 p.
5. Reference guide for the design development and operation of oil fields. Design of the development. M. "Nedra". 1983.
6. Tagirov R. A. Methods of conducting gas-dynamic studies of wells in steady-state conditions on the example of CJSC "Northgaz" of the Severo-Urengoy field, LLC "Agency for International Research", 2018
7. Deik L. P. Osnovy razrabotki neftyanykh i gazovykh filedov [Fundamentals of oil and gas field development].
8. Kremenetsky M. I., Ipatov A. I. Hydrodynamic and field-technological studies of wells: A textbook. - M.: MAKS Press, 2008. - 476 p. ISBN 978-5-317-02630-1
9. Mulyavin S. F., Maslov V. N. Geology and development of oil and gas fields in Western Siberia. Monograph in two parts. Part I. Tyumen: TIU, 2016. - 268 p.
10. Vasilevsky V. N., Petrov A. I. Research of oil reservoirs and wells. M., "Nedra", 1973, p. 344.