

ИДЕНТИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА СЛАНЦЕВОЙ СКВАЖИНЕ (ПО ДАННЫМ ШТАТА СЕВЕРНАЯ ДАКОТА)

Лукьянов А.С.

Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

gasgroup@rambler.ru

Аннотация. Создана база данных по месяцам добычи и дебитов нефти на сланцевых скважинах. Для каждой скважины идентифицируется начальный дебит и показатели падения добычи. Предлагается использовать модель, чтобы по начальной фактической динамике дебитов скважины оценивать остаточные извлекаемые запасы нефти для этой скважины.

Ключевые слова: нефть, сланцевая скважина, дебит, запасы, база данных, модель.

Введение

В [1] на примере динамики средних дебитов скважин, введенных в одном и том же году (по Permian плёю [2]), показано, что использование модели падения дебитов по экспоненте в течение всего срока работы скважины приводит к большим ошибкам. Там же предложена модель с переменным коэффициентом падения добычи нефти.

Следует проверить этот вывод на данных по одной скважине. Для этого можно воспользоваться регулярной публикацией (с 2003 года) месячных данных по добыче нефти по скважинам Северной Дакоты [3]. Для этого автором была создана база данных в MS Excel, удобная для анализа конкретных скважин.

Для каждой скважины по фактическим данным можно идентифицировать параметры модели, а затем статистически обработать их совокупность.

Если выделить некоторую совокупность скважин, по которым имеются фактические данные за весь срок работы, то можно обучить модель, т.е. вывести закономерности связи значений параметров модели при идентификации по начальному периоду работы скважины.

Эти закономерности можно использовать для прогноза динамики дебитов по скважинам, продолжающим работать. В частности, можно спрогнозировать остаточные извлекаемые запасы нефти по этим скважинам.

Отметим, что извлекаемые запасы имеют влияние на чистый дисконтированный доход (ЧДД) проекта разработки скважины – критерий важный для экономики проекта.

В этой статье представлены первые результаты предложенной исследовательской программы.

1. База данных по скважинам

В Интернет выложены данные по месяцам с 2003 года в виде файлов в формате PDF (с 2015 года также в виде XLSX-файлов). В статье используются данные по февраль 2023 года.

Для каждой скважины даются неизменные данные: номер, названия месторождения, название плёя, локализация. Название компании может меняться.

Для каждой скважины даются ежемесячно меняющиеся показатели:

- месячная добыча нефти
- месячная добыча воды
- число дней работы
- месячная добыча газа и т.д.

В данном виде анализировать динамики затруднительно. Для создания базы данных все данные были переведены на один лист EXCEL, данные по каждой скважине на одну строку. Была вычислена динамика дебитов скважин как добыча нефти, делённая на число дней работы.

Из первичной обработки были удалены скважины, ведущие добычу сразу из нескольких плеев и скважины без добычи (388 скважин). После этого осталось 14 547 скважин.

На рисунке 1 показано число работающих скважин в каждом месяце. Видно, что цена нефти не влияет на работу скважин, но повлияла пандемия. Число работающих скважин быстро росло с 2011 по 2014 год, рост несколько замедлился в 2015-2019 годах.

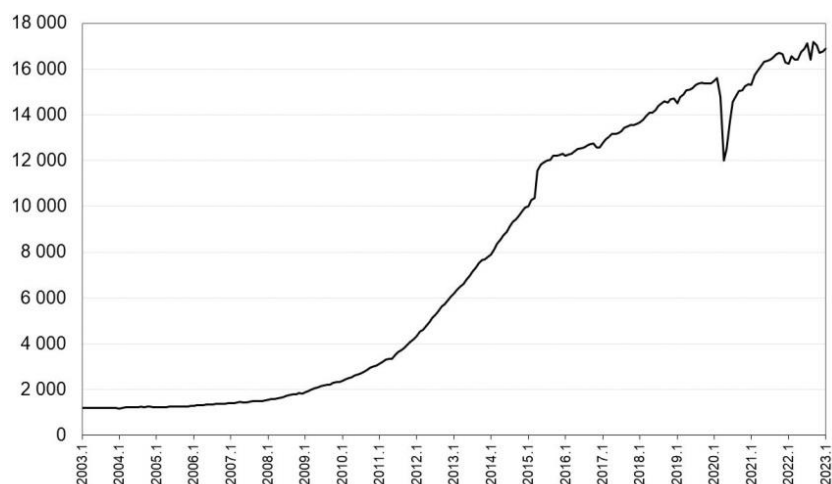


Рис. 1. Число работающих скважин

На рисунке 2 показан ввод скважин по месяцам. Самая левая точка графика соответствует скважинам, работавшим в январе 2003 года, год ввода их в базе данных отсутствует. Согласно данным в мае 2015 года введено 989 скважин – поразительно много.

На графике видно, что период наибольшей активности уже позади. Имеются два периода сниженного ввода в разработку скважин: в 2016-2017 годах и в 2020-2021 годах.

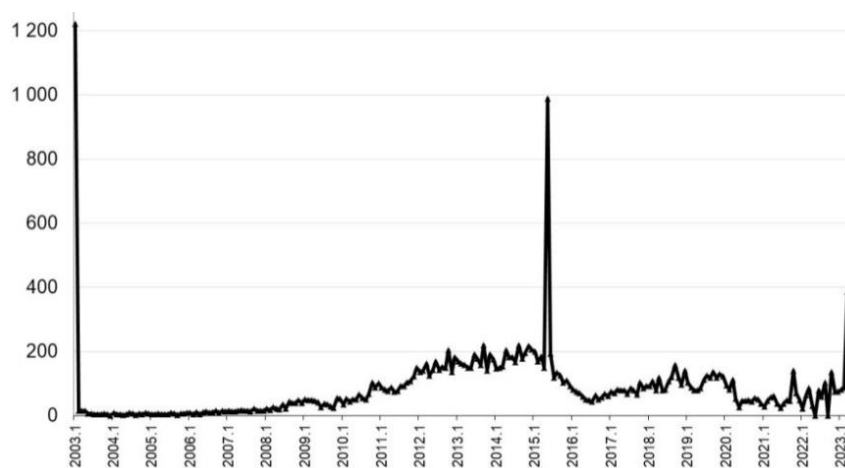


Рис. 2. Ввод скважин по месяцам

2. Анализ дебитов скважин

Для каждой скважины можно определить месяц с максимальным дебитом. На рисунке 3 показаны максимальные дебиты всех скважин в соответствующем календарном месяце. Это не обязательно в начале периода разработки скважины, но может быть в его середине, или даже близко к концу периода. Видно, что некоторые дебиты значительно выше типичных.

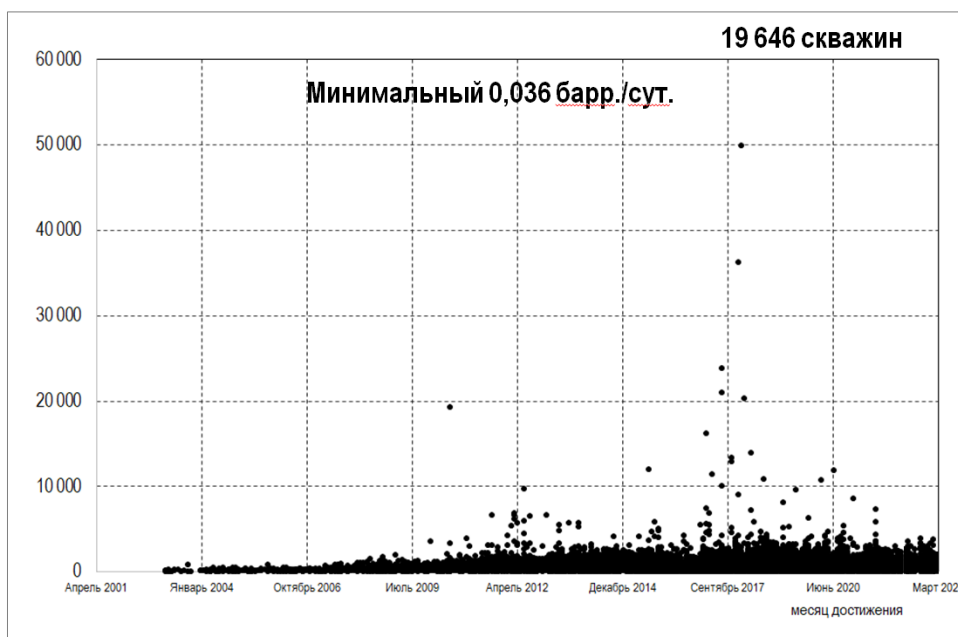


Рис. 3. Максимальные дебиты скважин

На рисунке 4 максимальный дебит скважины передвинут на месяц ввода скважины, причём показан самый высокий дебит среди скважин, введённых в этом месяце. Показан максимальный дебит, минимальный, средний, медиана и квантиль $\frac{3}{4}$ максимальных дебитов скважин. Видно, что высокие дебиты встречаются у редких скважин и искажают общую картину. Лучше всего борьбу компаний за высокие дебиты отражают медиана и минимальные (из максимальных) дебиты.

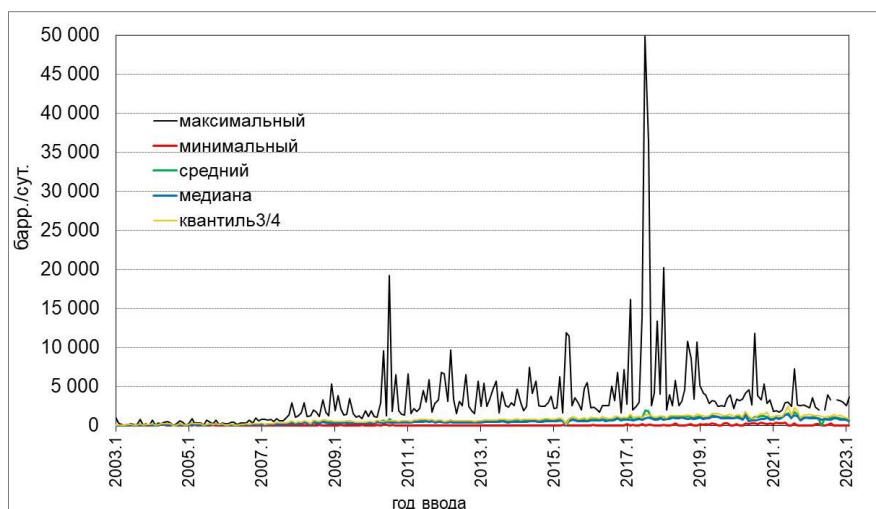


Рис. 4. Максимальный дебит одновременно введенных скважин по месяцам

На рисунке 5 скважины объединены по году ввода. Показан самый высокий дебит среди скважин, введённых в этом году. На графике даны минимальный, средний и медиана максимальных дебитов скважин. Медиана росла до 2017 года, а затем стала снижаться. Минимаксные дебиты растут до 2020 года, а затем стабилизируются. В целом положение не так оптимистично, как это представлялось не так давно. Авторы [4] считают, что дебиты росли не за счёт совершенствования технологии, а за счёт отбора наилучших участков, но этот ресурс уже истощается.



Рис. 5. Максимальный дебит одновременно введенных скважин (по годам)

На рисунке 6 показана гистограмма максимальных дебитов скважин. Отметим, что у 2 512 скважин дебит не превышает 108 барр./сут. Не считая их, мода оценивается в 400 барр./сут.

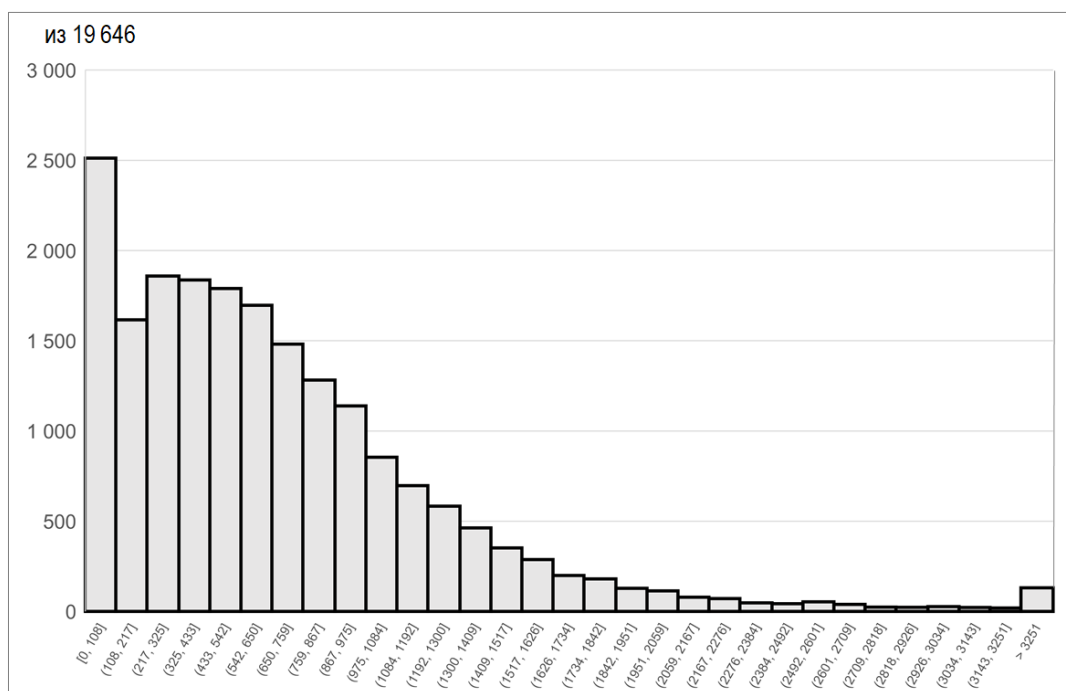


Рис. 6. Гистограмма максимальных дебитов скважин, барр./сут.

3. Анализ динамик характеристик скважин

На рисунке 7 показана гистограмма накопленной добычи скважин, т.е. оценка снизу извлекаемых запасов скважин. Видно, что существуют скважины с извлекаемыми запасами, значительно превышающими моду в 194 тыс. барр., но их число падает при росте запасов. Значительное число скважин с низкой накопленной добычей объясняется тем, что они ещё не остановили добычу.

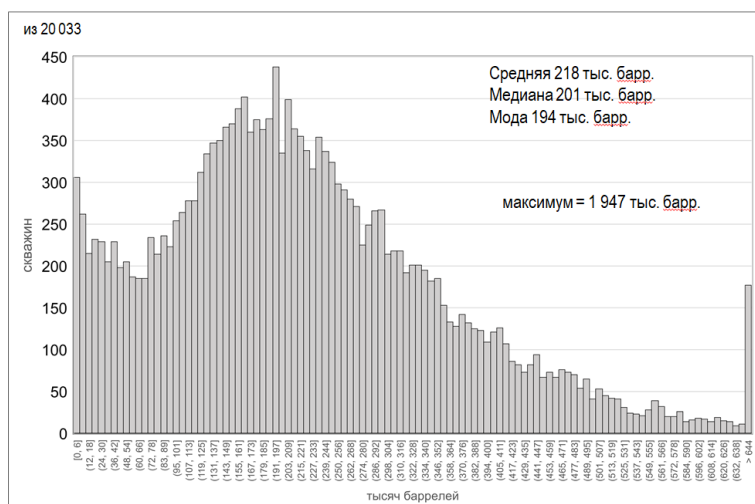


Рис. 7. Гистограмма извлекаемых запасов скважин

На рисунке 8 показана гистограмма числа дней фактической работы скважин. Мода оценивается в 2 800 дней, что соответствует 8-ми годам непрерывной работы. Число скважин с длительным периодом работы быстро падает. Большое количество скважин, продолжающих работу в 2023 году, также отражено на этой гистограмме.

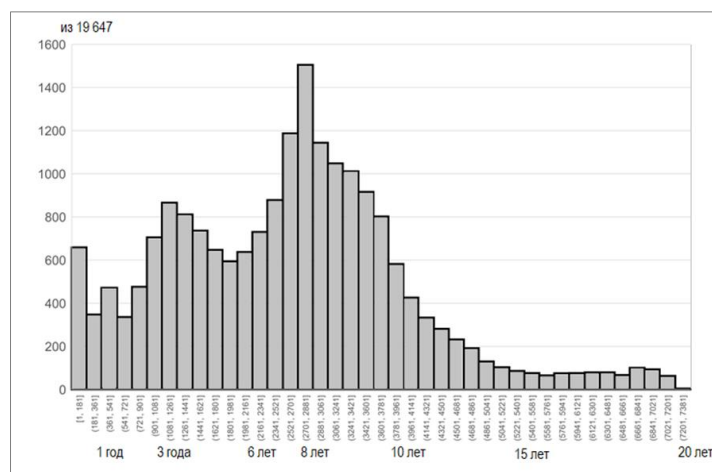


Рис. 8. Гистограмма числа дней фактической работы скважин

На гистограмме 9 показано, на сколько процентов снизился дебит скважины через год после достижения максимального дебита. Мода составляет 78 %, но есть и скважины со стабильным дебитом. Скважины с почти 100 % падением имеют высокий максимальный дебит.

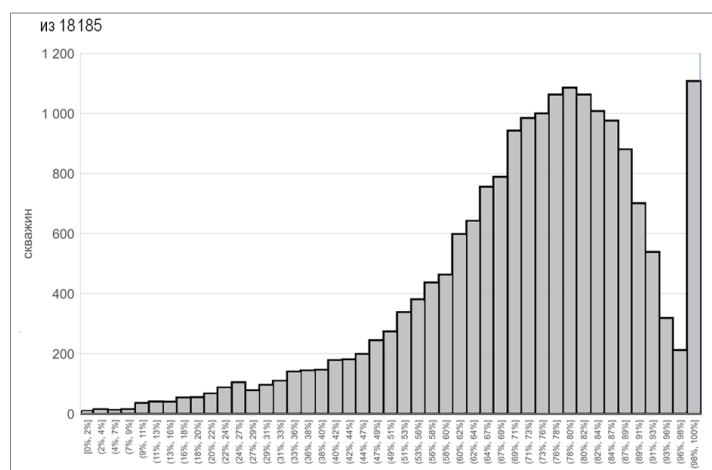


Рис. 9. Гистограмма годового падения добычи нефти, % в год

4. Анализ корреляций характеристик скважин

На рисунке 10 показана корреляция между максимальным дебитом и извлекаемыми запасами – имеется положительная связь, но критерий R^2 – низкий.

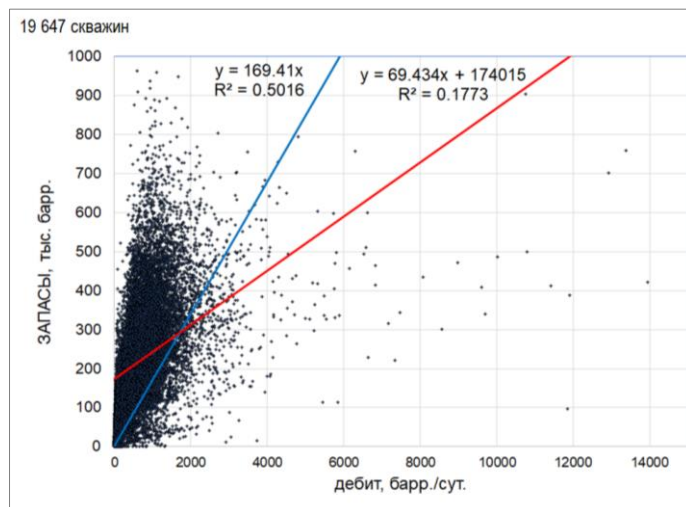


Рис. 10. Корреляция между максимальным дебитом и извлекаемыми запасами

5. Однозонная модель месторождения (скважины)

Будем считать, что на сланцевой скважине все мероприятия по интенсификации дебита проводятся в начале периода добычи. И всё дальнейшее падение (изменение) добычи нефти происходит при минимальном участии человека. Назовём такой режим работы скважины (месторождения) – «свободным падением».

Пусть коэффициент падения дебита k , т.е. относительная скорость падения дебита $q(t)$

$$k = -\frac{1}{q(t)} \cdot \frac{dq(t)}{dt}, \quad (1)$$

константа. Тогда

$$q(t) = q(t_0)e^{-k(t-t_0)}, \quad (2)$$

где t – время работы,

t_0 – время начала работы.

Это простейшая модель свободного падения дебита нефти.

Пусть $Q(t)$ – количество нефти, которое можно добыть за неограниченное время, т.е. остаточные технологически извлекаемые запасы с момента t . Тогда из (2) следует

$$Q(t) = \frac{q(t)}{k}, \quad (3)$$

т.е. k в однозонной модели имеет смысл темпа отбора m (от остаточных запасов), Параметр k должен быть положительным. При $k = 0$ оценка запасов бесконечна.

Таким образом, модель (2) предполагает, что коэффициент падения дебита нефти k постоянен на всём периоде добычи и равен постоянному темпу отбора m . Модель (2) предполагает, что в пласте нет никаких неоднородностей, он представляет собой как бы одну однородную зону.

6. Двухпериодная модель добычи

В [1] предложена двузонная модель добычи, в которой коэффициент падения дебита нефти k плавно меняется от k_0 до k_1 , где значения k_0 и k_1 зависят от свойств, характерных зонам пласта.

Для простоты идентификации модели можно её упростить. Пусть в начальный период коэффициент падения дебита нефти k равен k_0 , а после этого периода (конечный период) равен k_1 . В начальном периоде можно идентифицировать k_0 и $q(t_0)$, причём $k_0 = m_0$, где m_0 можно рассматривать как темп отбора быстро извлекаемых запасов Q_0

$$Q_0 = \frac{q(t_0)}{k_0}. \quad (4)$$

Величина Q_0 (4) является первоначальной оценкой извлекаемых запасов скважины. Если $k_1 < k_0$, то Q_0 – оценка запасов снизу. Для скважин, не достигших ещё второго периода, приняв Q_0 за оценку запасов, можно сильно ошибиться. Если скважина перешла во второй период добычи, то можно идентифицировать k_1 и $Q_{\text{ост}}$, где $Q_{\text{ост}}$ – оценка остаточных технологически извлекаемых запасов.

Тогда по формуле

$$Q_{\text{ост}} = \frac{q(t_k)}{k_1}, \quad (5)$$

где t_k – момент, когда фактические данные по дебитам скважины обрываются.

С учётом $Q_{\text{ост}}$ оценка полных извлекаемых запасов скважины Q может значительно увеличиться

$$Q = Q_{\text{ф}} + Q_{\text{ост}}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{ф}}$ – фактически добытая нефть с момента t_0 до t_k .

7. Идентификация модели

Будем для каждого периода разработки проводить идентификацию независимо, но одинаковым методом.

Примем стохастическую модель

$$\ln q_i = \ln q - kt_i + e_i, \quad i = \overline{1, r}, \quad (7)$$

где q_i – фактические измерения дебита в момент t_i (фактической работы скважины),

e_i – шум (независимый, нормально распределённый),

q и k – требуется идентифицировать для каждой скважины,

r – число измерений для этой скважины в этом периоде.

Применим стандартный метод наименьших квадратов для линейной регрессии (7) для k и $\ln q$. Для каждой скважины можно построить доверительный интервал для k и $\ln q$. По формуле (5) можно оценить доверительный интервал логарифма оценки остаточных запасов скважины

$$\ln Q(t_k) = \ln q(t_k) - \ln k_1, \quad (8)$$

$$\ln q(t_k) = q \cdot e^{-k_1 t_k}.$$

8. Выбор обучающей совокупности скважин

Чтобы построить модель свободного падения дебита скважин, желательно отобрать скважины, на которых не проводились дополнительные работы по увеличению дебита в середине эксплуатации. Прямых данных об этом у нас нет.

Мы исключили из обучающей совокупности скважины, которые останавливались на календарный месяц и более.

Чтобы иметь достаточное количество измерений фактических дебитов, были исключены скважины, отработавшие фактически менее 100 месяцев. Отбирались также только те скважины, доверительный интервал для показателей k_0 , k_1 не переходил в отрицательную область. После этого осталось 716 скважин.

Период для идентификации (числа r_0 и r_1) могут быть меньше, чем начальный и конечный периоды модели. Идентификация k_0 , Q_0 проводилась при $r_0 = 18$, идентификация k_1 , $q(t_k)$, $Q(t_k)$ при $r_1 = r - 48$ (месяцев).

Была также проведена попытка идентифицировать однозонную модель (2) на всей совокупности r дебитов скважины.

9. Гистограммы показателей модели скважин

На рисунках 11, 12 и 13 изображены гистограммы показателей k_0 , $q(t_0)$, $Q_0(t_0)$ скважин, идентифицированные по r_0 месяцам начального периода работы скважин.

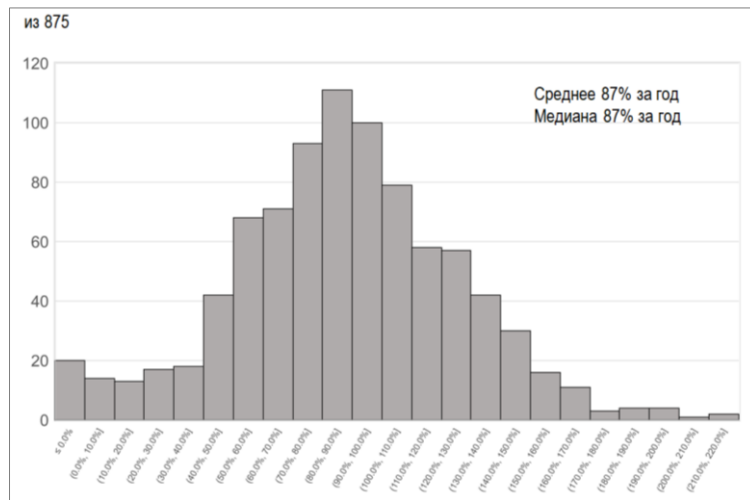


Рис. 11. Гистограмма начального коэффициента падения k_0 скважин Северной Дакоты

Для большинства скважин коэффициенты падения очень высоки, мода составляет 85 % в год. При этом сами модельные дебиты высоки у отдельных выдающихся скважин, мода 130 барр./сут.

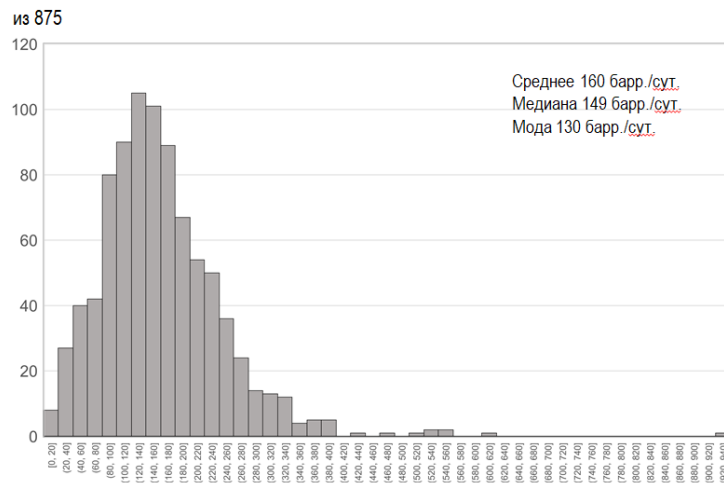


Рис. 12. Гистограмма начального (максимального) дебита нефти (по модели)

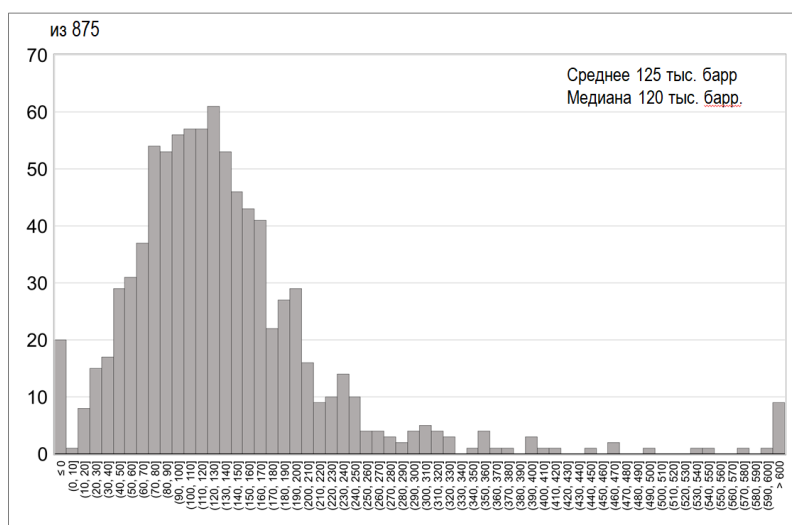


Рис. 13. Гистограмма быстро извлекаемых запасов Q_0 , тыс. барр.

Мода запасов Q_0 не превышает 125 тыс. баррелей, хотя многие скважины имеют большие запасы.

На рисунках 14, 15 и 16 даны гистограммы показателей k_1 , $Q_{ост}(t_k)$ и $Q(t_0)$ скважин, идентифицированные по r_1 месяцам конечного периода работы.

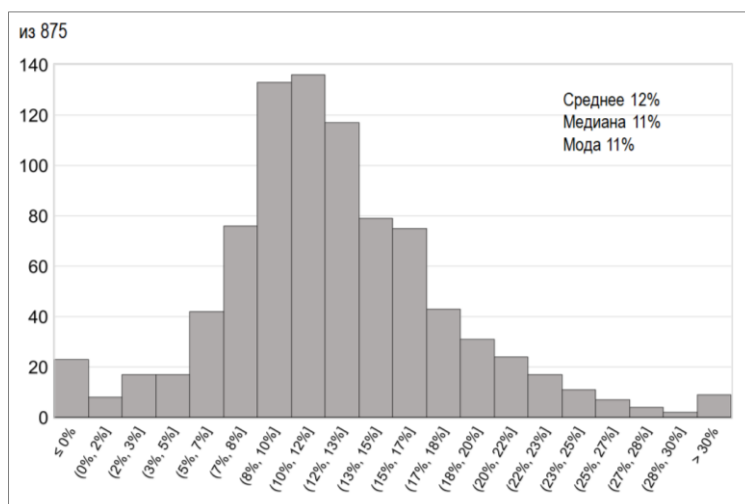


Рис. 14. Гистограмма конечного коэффициента падения k_1 , %

Конечный коэффициент падения k_1 (он же темп отбора) значительно ниже, чем k_0 , мода равна 11 %, что всё равно выше, чем на традиционных месторождениях.

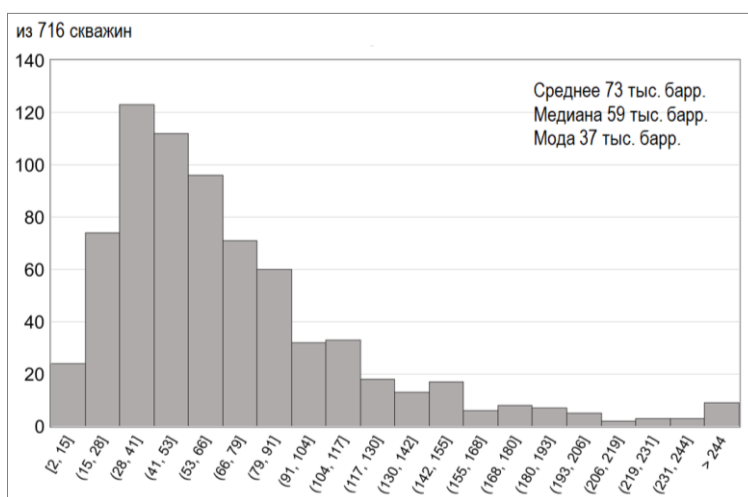


Рис. 15. Гистограмма остаточных запасов $Q_{ост}$ скважин, тыс. барр.

Остаточные запасы весьма значительны, хотя период быстрой добычи давно закончился, мода 37 тыс. барр., но есть и более крупные запасы.

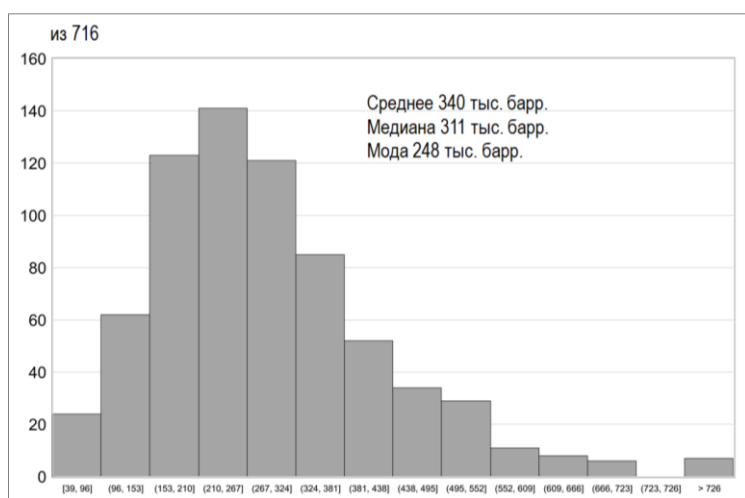


Рис. 16. Гистограмма полных технологически извлекаемых запасов Q , тыс. барр.

Суммарные запасы Q с учётом уже добытой нефти велики, мода 248 тыс. барр.

На рисунке 17 даны результаты подбора модели для одной из скважин. Показаны фактические дебиты, экспонента, подобранная по начальному периоду, экспонента, подобранная по конечному периоду, и экспонента, подобранная по всем фактическим значениям.

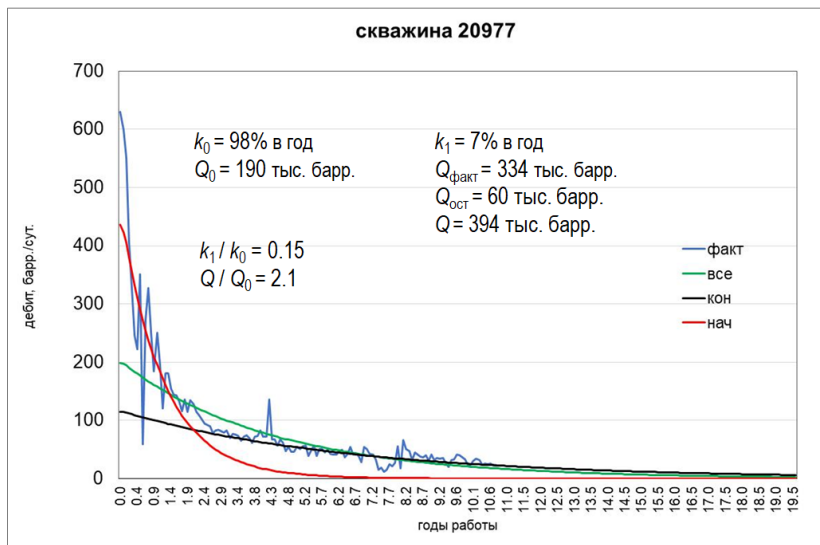


Рис. 17. Подбор модели по фактическим дебитам

Точность подбора удовлетворительна, кроме начального дебита. Площадь под экспонентой – оценка извлекаемых запасов.

10. Корреляция показателей модели

На рисунке 18 показана корреляция между показателями k_0 и k_1 .

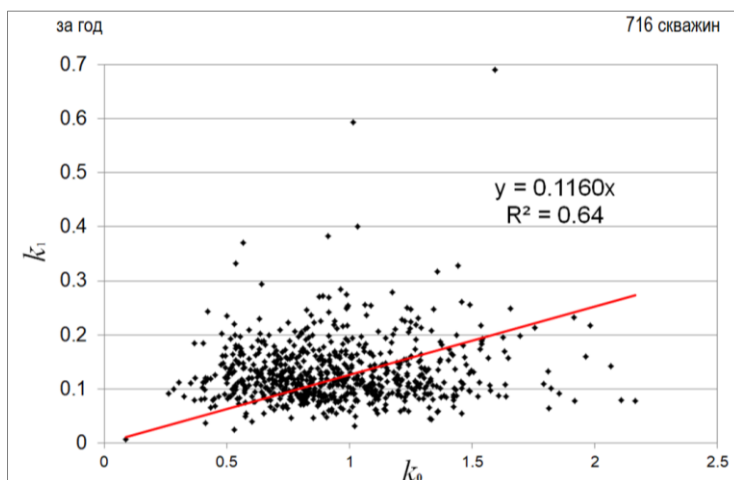


Рис. 18. Корреляция между показателями k_0 и k_1 .

На рисунке 19 представлена гистограмма отношения k_1/k_0 .

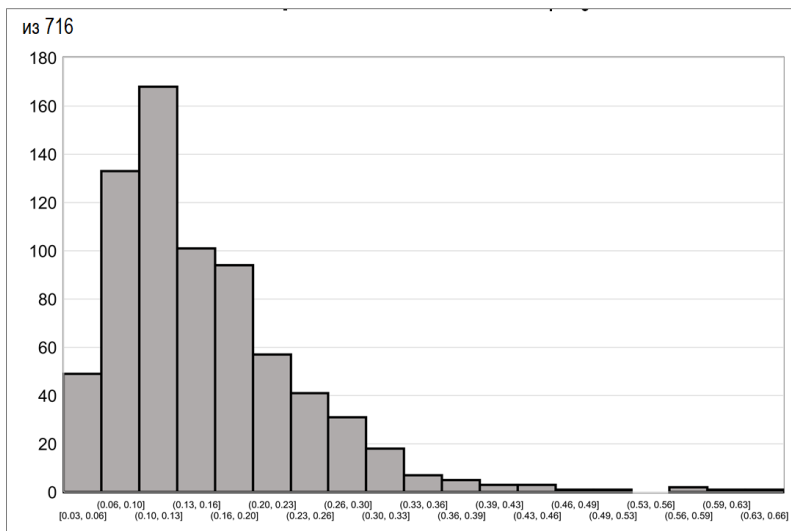


Рис. 19. Гистограмма отношения k_1/k_0

Мода значения k_1/k_0 равна 0,11.

На рисунке 20 показана сильная корреляция между запасами Q_0 и Q .

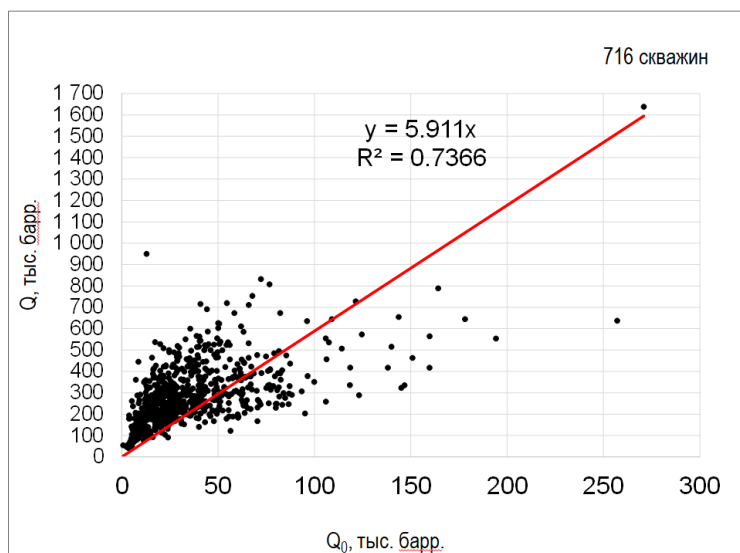


Рис. 20. Корреляция между запасами Q_0 и Q

Метод минимума квадратов даёт оценку полных запасов Q , как 5,9 Q_0 .

На рисунке 21 представлена гистограмма отношения Q/Q_0 .

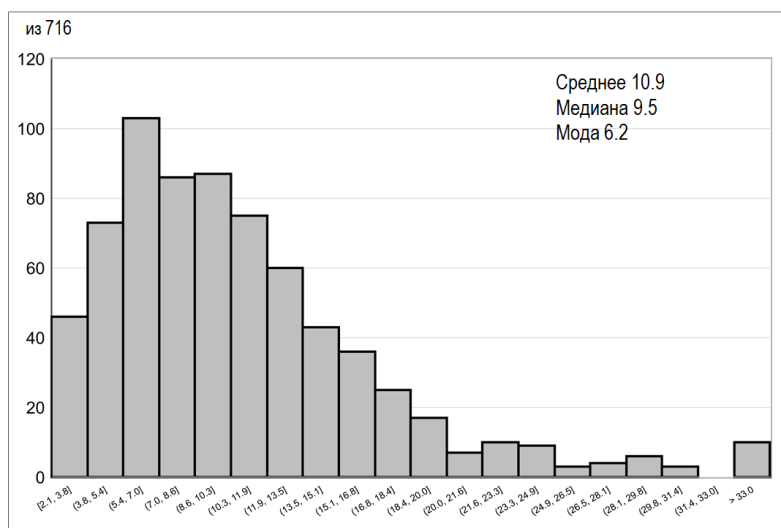


Рис. 21. Гистограмма отношения Q/Q_0

Наблюдается значительная корреляция между конечными показателями скважин и их начальными значениями. Так, коэффициенты падения могут отличаться в 5 и более раз. Извлекаемые запасы $Q(t_0)$ могут превышать начальную оценку Q_0 в 2 и более раз.

11. Заключение

Для большинства нефтяных сланцевых скважин может быть применена двухпериодная модель добычи. Добыча нефти не падает так же стремительно, как это происходит в первые месяцы. Собранный статистика значений параметров модели может помочь прогнозировать профиль добычи нефти, в том числе для скважин, находящихся на начальном периоде работы. Это поможет оценить извлекаемые запасы нефти, что имеет значение, например, для оценки ЧДД.

Литература

1. *Lukyanov A.S.* Identification of the Shale Production Model / A.S. Lukyanov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 988, Chapter 2. 2022. P.1-6.
2. JPT Emerging Technology Editor. Keeping Up with the Older Generation Proves Costly and Futile in the Permian / S. Rassenfoss URL: <https://spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=5164> (дата обращения: 30.04.2023).
3. North Dakota State Industrial Commission. Oil and Gas Production Report URL: <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/mprindex.asp> (дата обращения: 31.05.2023).
4. Hubbert's Peak is Here. The Permian Basin Is Depleting Faster Than We Thought. Goehring & Rozenchwajg Natural Resource Market Commentary. New Q1 2023 Research. URL: [https://4043042.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/4043042/Content Offers/2023.Q1 Commentary/2023.Q1 Goehring and Rozenchwajg Market Commentary.pdf](https://4043042.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/4043042/Content%20Offers/2023.Q1%20Commentary/2023.Q1%20Goehring%20and%20Rozenchwajg%20Market%20Commentary.pdf) (дата обращения: 30.05.2023).