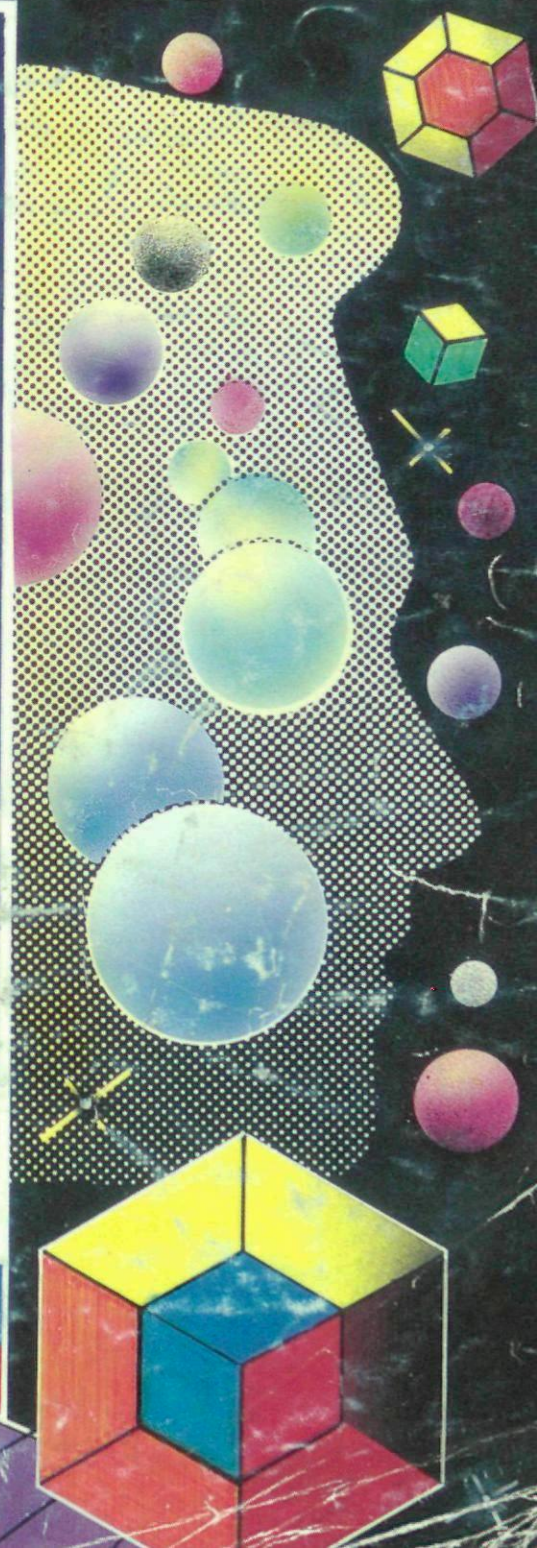
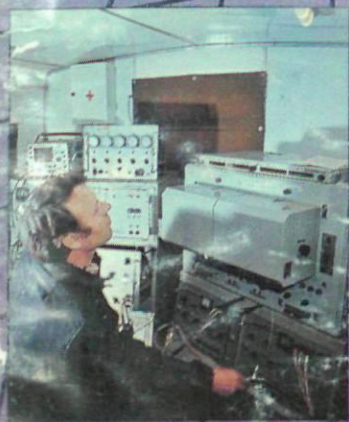
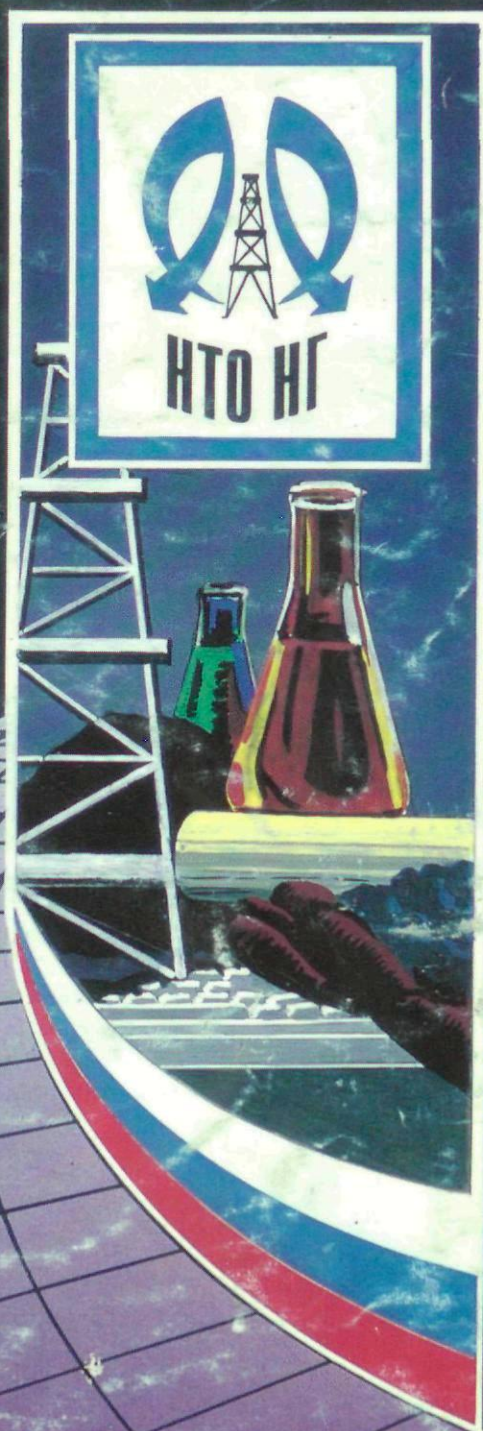


НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

1993·11

Научно-
техническому
обществу
нефтяников
и газовиков
имени академика
И. М. Губкина
60 лет



Плотность сетки скважин при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов

Н. А. Еремин, Ю. П. Желтов, Е. С. Макарова (ИПНГ РАН)

A system analysis of statistical information on applicability of some of the successfully implemented methods (steam flooding, polymer flooding, CO₂ and hydrocarbon gas injection) is given in the paper.

For those methods an influence of the reservoir temperature, porosity, permeability, the depth of the reservoir, viscosity and saturation of oil on the well-spacing parameter is shown in the paper.



Н. А. Еремин



Ю. П. Желтов



Е. С. Макарова

Проблемам плотности сетки скважин (ПСС) и методам увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов за последнее время было посвящено много исследовательских работ [1—4]. Выбор плотности сетки скважин при применении МУН пластов — чрезвычайно сложная задача [5]. Наиболее эффективными способами ее разрешения являются математическое моделирование процессов разработки и системный анализ статистической и экспертной информации о применимости МУН пластов в различных геолого-физических условиях. С точки зрения затрат математическое моделирование на несколько порядков дешевле натурных (опытно-промысловых) экспериментов с МУН пластов. Однако ни одна из математических моделей не может охватить все многообразие особенностей строения залежи и свойств флюидов.

В настоящее время существуют десятки технологий и методов воздействия на нефтесодержащие пласты: гидродинамические; тепловые; физико-химические; газовые; микробиологические и др. Они находятся на различных стадиях освоения и внедрения: лабораторном, пилотном и промышленном. Только четыре метода освоены в промышленном масштабе: паротепловое воздействие; нагнетание CO₂; полимерное заводнение и нагнетание природных (углеводородных) газов.

В данной статье вниманию специалистов предлагается системный анализ практики применения методов увеличения нефтеотдачи пластов при различных плотностях сетки скважин. Результаты этого анализа могут быть использованы при совершенствовании системы разработки нефтяного месторождения на различных этапах проектирования.

Эффективность системы проектирования в итоге определяется правильно-стью выбранного метода воздействия и размещения скважин на месторождении.

Подавляющее большинство проектов реализации МУН пластов — опытно-промышленные участки разработки нефтяной залежи, которые характеризуются небольшим числом добывающих и нагнетательных скважин. Задача выбора ПСС на нефтяную залежь актуаль-

на в основном для крупных промышленных объектов разработки с числом скважин более 50 и ПСС более 1 га/скв.

ПСС на объекте разработки определяется на различных этапах проектирования: при составлении технико-экономического обоснования (ТЭО), технологической схемы, проекта разработки и проекта доразбуривания. На ПСС при применении МУН пластов оказывают влияние различные факторы: геологические; технологические; экономические; физико-химические и экологические. В данной работе рассматривается влияние только геологических факторов, таких как пористость, проницаемость, вязкость пластовой нефти, нефтенасыщенность, глубина залегания и температура пласта.

Существует достаточно большой объем информации об успешных, многообещающих и неуспешных проектах, которая может быть использована для выявления предпочтительных областей геолого-физических параметров для каждого метода воздействия. Проанализированы успешные и многообещающие проекты разработки: 179 — с применением пара; 89 — полимерное воздействие; 45 — закачка CO₂ и 28 — нагнетание углеводородных газов. В табл. 1 приведены характерные для этих проектов интервалы изменения средних геолого-физических параметров.

При построении зависимостей, представленных на рис. 1—3, по имеющимся данным для различных объектов разработки считали среднеарифметические значения геологических параметров для каждого интервала ПСС. В табл. 2 показано число рассмотренных проектов с

Закачиваемый агент	Число проектов	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глубина, м	Вязкость нефти, мПа·с	Нефтенасыщенность, %	Температура, °С
Пар	179	15–38	0,001–10	250–2800	50–10 ⁵	12–100	10–120
Полимер	89	8–36	0,04–160	250–2700	0,6–160	27–92	27–77
CO ₂	45	6–37	0,002–5,4	700–3350	0,25–283	30–93	26–120
Углеводородные газы	28	5–37	0,004–3,0	950–3350	0,14–38	4–95	40–103

применением различных МУН пластов, приходящихся на каждый интервал ПСС.

Изменение ПСС в зависимости от пористости m и проницаемости k пластов на рассмотренных объектах для паротеплового воздействия, полимерного заводнения, нагнетания CO₂ и углеводородных газов показано на рис. 1. Наиболее закономерный характер приведенные зависимости имеют у проектов с применением пара и полимера. Хаотичный разброс значений для методов нагнетания CO₂ и углеводородных газов можно объяснить недостаточным большим числом рассмотренных проектов с применением этих методов. Высокие значения пористости и проницаемости более свойственны паротепловому воздействию — соответственно 0,32 и 2,2–4,5 мкм². Средняя пористость пластов для проектов полимерного заводнения в 1,8–2 раза ниже чем пористость пластов с проектами применения пара. Проницаемость пластов, отвечающая объектам с применением полимерного заводнения, нагнетания CO₂ и углеводородных газов, в основном ниже 1 мкм² на всем рассматриваемом интервале изменения ПСС,

за исключением двух интервалов ПСС объектов с применением нагнетания углеводородных газов (5–10 и более га/скв) и двух интервалов ПСС объектов с применением нагнетания CO₂ (менее 1 и 20–25 га/скв), где проницаемость выше 1 мкм².

На рис. 2 показано изменение применяемых ПСС в зависимости от начальной нефтенасыщенности s_n и вязкости пластовой нефти μ_n для промышленных методов воздействия на пласт. Методы нагнетания углеводородных газов и CO₂, полимерное заводнение успешно применяются при $\mu_n < 40$ мПа·с на всем рассматриваемом интервале ПСС. При ПСС менее 1 га/скв существуют успешные проекты нагнетания CO₂ при $\mu_n = 183$ мПа·с. Для проектов с паротепловым воздействием характерно в целом при уменьшении вязкости нефти уплотнение сетки скважин. По сравнению с другими МУН паротепловое воздействие используют при более высокой начальной нефтенасыщенности залежей. Это объясняется тем, что пар применяют в основном с самого начала разработки. Высокую нефтенасыщенность

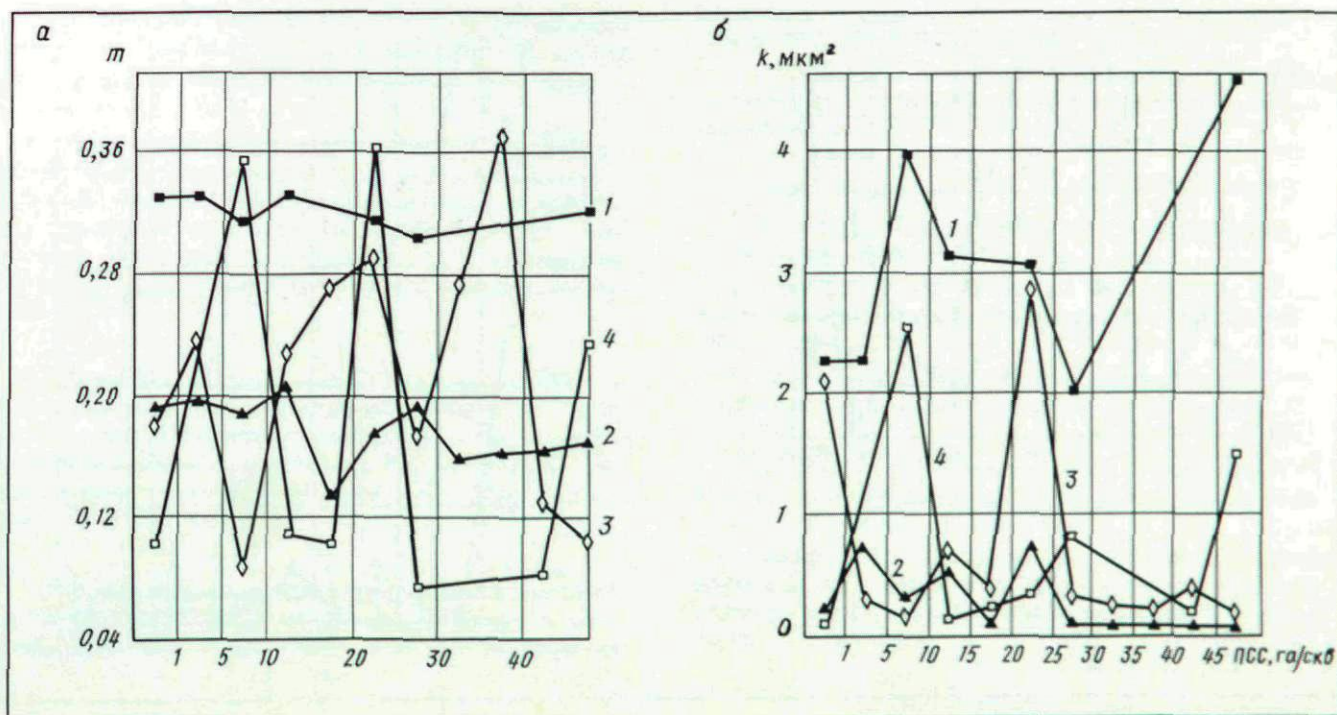


Рис. 1. Тенденция зависимости ПСС от пористости m (а) и проницаемости k (б) для объектов разработки с применением паротеплового воздействия (1), полимерного заводнения (2), нагнетания CO₂ (3) и углеводородных газов (4)

Таблица 2

ПСС, га/скв	Число проектов с применением методов воздействия на пласт			
	Паро- тепловое воздейс- твие	Полимер- ное воздейс- твие	Нагнета- ние CO ₂	Нагнета- ние углево- дородных газов
0—1	104	12	3	1
1,1—5	60	25	9	—
5,1—10	7	21	5	4
10,1—15	3	10	5	2
15,1—20	—	6	8	4
20,1—25	1	4	4	1
25,1—30	1	3	3	4
30,1—35	—	2	2	—
35,1—40	—	2	1	—
40,1—45	—	2	4	1
45	3	2	1	11

($s_n = 0,8$) имеют залежи, на которых используют нагнетание углеводородных газов (ПСС на таких объектах 10—25 и более га/скв), а также залежи, на которых нагнетают CO₂ (ПСС на них более 45 га/скв). В остальных случаях ПСС варьирует от 1 до 45 га/скв и более при изменении нефтенасыщенности от 0,35 до 0,65.

Изменение ПСС в зависимости от пластовой температуры T и глубины залегания H имеет более закономерный характер (см. рис. 3). Так, для объектов разработки с увеличением глубины залегания пластов при всех рассматриваемых методах воздействия ПСС возрастает. При применении паротеплового воздействия чем ниже температура пласта разрабатываемого объекта, тем меньше ПСС. Наоборот, на объектах с применением полимерного заводнения и нагнетания углекислого газа ПСС уменьшается при возрастании пластовой температуры. Метод нагнетания углеводородных газов в целом отличает постоянство пластовой температуры при изменении ПСС на объектах разработки от 1 до 45 га/скв и более.

Выводы

1. Экономическая и технологическая эффективность промышленных методов воздействия зависит от плотности сетки скважин.

2. Паротепловое воздействие в основном применяют при высокой пористости — 30—33%. Зависимость ПСС от пористости пластов рассматриваемых проектов с применением паротеплового воздействия — линейная. Пористость залежей, разрабатываемых с использованием полимерного заводнения, в целом в 1,8—2 раза ниже, чем

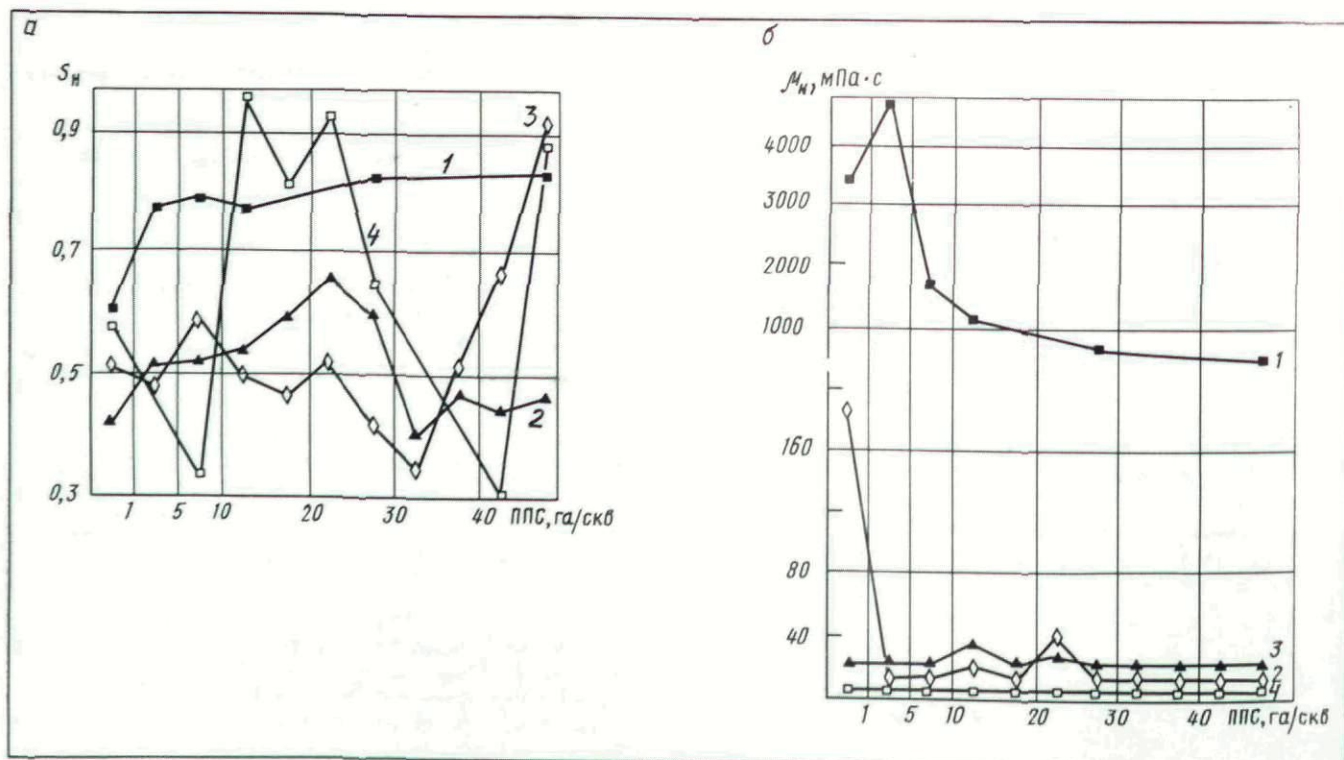


Рис. 2. Тенденция зависимости ПСС от нефтенасыщенности S_n [а] и вязкости нефти μ_n [б] для объектов разработки: 1—4 — то же, что на рис. 1

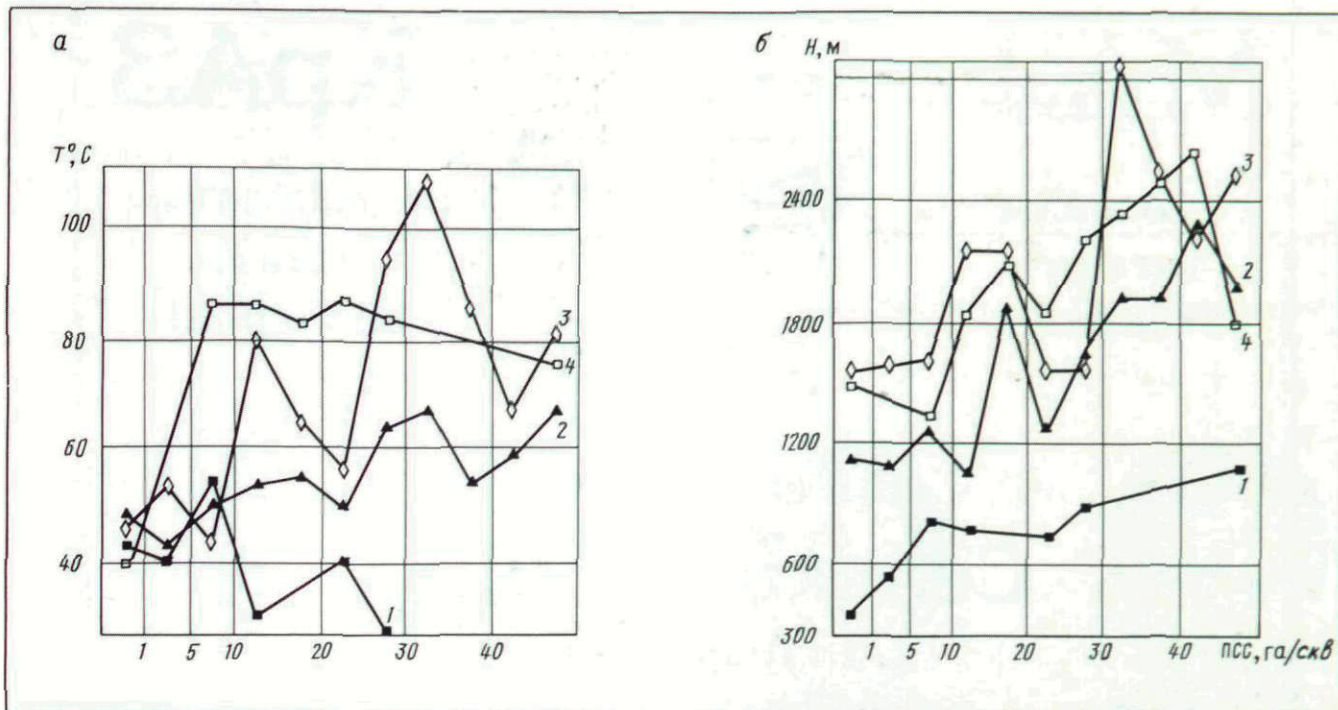


Рис. 3. Тенденция зависимости ПСС от температуры T [а] и глубины залегания пласта H [б] для объектов разработки: 1—4 — то же, что на рис. 1

при нагнетании пара, и зависимость от нее ПСС также линейная.

3. Нагнетание углеводородных газов, CO_2 и полимерное заводнение применяют при более низкой проницаемости пластов, чем паротепловое воздействие.

4. Паротепловое воздействие в основном применяют с самого начала разработки, в связи с этим нефтенасыщенность пластов выше, чем при использовании других методов воздействия на пласт и составляет 0,6—0,85. Полимерное заводнение и нагнетание CO_2 в основном реализуют на залежах со средней нефтенасыщенностью 0,45—0,65.

5. Полимерное заводнение, нагнетание CO_2 и природных газов успешно внедрено на залежах с ПСС более 3 г/см³, которые содержат пластовую нефть средней вязкостью менее 40 мПа·с. Паротепловое воздействие успешно применяют на объектах со средней вязкостью нефти более 600 мПа·с.

6. Для объектов разработки с более низкими пластовыми температурами при применении паротеплового воздействия характерны более редкие ПСС, при полимерном

заводнении и нагнетании CO_2 — более плотные. Среднеарифметические значения пластовой температуры на объектах с нагнетанием углеводородных газов более высокие (около 80°C) по сравнению с объектами, где применяют другие МУН пластов.

7. С увеличением глубины залегания продуктивных пластов по всем рассматриваемым методам сетка скважин становится реже.

Список литературы

1. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1986. — 332 с.
2. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985. — 308 с.
3. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1983. — 150 с.
4. Желтов Ю. П., Золотухин А. Б., Пономарева И. А. Методы прогнозирования развития нефтегазового комплекса. — М.: Наука, 1991. — 231 с.
5. Вахитов Г. Г., Сургучев М. Л. Анализ влияния плотности сетки скважин на эффективность методов повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. — 1984. — № 12. — С. 34—38.