

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-62-74

УДК 622.276.1/.4:622.276.346

И.В. Владимиров (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Э.М. Альмухаметова** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация)

ЭФФЕКТИВНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ РЯДОВ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРОТЯЖЕННЫМИ ЗОНАМИ РАЗУПЛОТНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА

Igor V. Vladimirov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Elvira M. Almukhametova** (Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Russian Federation)

EFFICIENT LOCATION OF THE ROWS OF INJECTION AND PRODUCTION WELLS IN HIGH VISCOSITY OIL DEPOSITS WITH EXTENDED RESERVOIR TIGHTNESS ZONES

Введение

Вопросам о размещении нагнетательных и добывающих скважин в зонально неоднородном по проницаемости пласте посвящено достаточное количество работ. Исследователи стараются понять, как влияет расположение скважин в зонах коллектора с разной проницаемостью на эффективность нефтеизвлечения. Особенно остро данный вопрос стоит для систем разработки с поддержанием пластового давления. Установлено, что расположение нагнетательных скважин в низкопроницаемых зонах, а добывающих - в высокопроницаемых зонах коллектора способствует повышению охвата воздействием. Более того, даже в условиях частично выработанного пласта, трансформация действующей системы разработки согласно указанному выше принципу имеет значительные потенции для увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Background

A lot of works are devoted to the issues of injection and production wells location in a zonal inhomogeneous permeable reservoir. Researchers are trying to understand how the location of wells in reservoir zones with different permeability affects oil recovery efficiency. This issue is particularly acute for development systems with maintaining reservoir pressure. It has been established that the location of injection wells in low-permeable zones, and production in the high-permeable zones of the reservoir contributes to increasing the coverage of the impact. Moreover, even in the conditions of a partially developed reservoir, the transformation of the existing development system according to the above principle has significant potencies for increasing the oil recovery factor (ORF).

Другой актуальной проблемой является изучение влияния протяженных высокопроницаемых включений (разломов, зон разуплотнения коллектора) на эффективность регулярных систем разработки. Сделан вывод о неравноценности систем разработки с различным расположением рядов добывающих и нагнетательных скважин относительно линий разломов. Данное предположение требует не только качественной, но и количественной оценки.

Цели и задачи:

Рассмотреть зависимость коэффициента извлечения нефти от расположения и ориентации рядов добывающих и нагнетательных скважин относительно линий разломов.

Результаты

1. Установлено, что расположение рядов скважин параллельно линии разлома (варианты 1, 2, 5, 6) позволяет достичь более высокий КИН в сравнении с размещением рядов скважин перпендикулярно линии разлома (вариант 3).

2. Размещение ряда нагнетательных скважин в поднятой части залежи менее эффективно, чем размещение их в нижней части.

Наиболее эффективным является размещение ряда добывающих скважин в зоне разуплотнения коллектора, а рядов нагнетательных скважин - вне зоны разуплотнения. Данный вариант размещения рядов скважин обладает максимальными темпами отбора запасов нефти и наибольшим значением КИН.

Another actual problem is the study of the effect of extensive high-permeable inclusions (faults, reservoir tightness zones) on the effectiveness of regular development systems. It is concluded that the development systems with different location of production and injection wells with regard to fault lines are unequal. This assumption requires not only qualitative, but also quantitative evaluation.

Aims and Objectives:

Consider the dependence of oil recovery on the location and orientation of the rows of production and injection wells with regard to fault lines.

Results

1. It was established that the location of the rows of wells parallel to the fault line (variants 1, 2, 5, 6) allows to achieve a higher ORF compared to placing the rows of wells perpendicular to the fault line (variant 3).

2. Location a row of injection wells in the raised part of the reservoir is less effective than their location in the lower part.

The most effective is the location of a row of production wells in the zone of decompression of the reservoir, and the rows of injection wells - outside the zone of decompression. This variant of well row location has the maximal withdrawal rate and the highest ORF value.

Ключевые слова: месторождение; нагнетательная скважина; добывающая скважина; нефтеизвлечение; поддержание пластового давления; коэффициент извлечения нефти

Key words: field; injection well; production well; oil recovery; maintaining reservoir pressure; oil recovery factor

Общие положения

Вопросам о размещении нагнетательных и добывающих скважин в зонально неоднородном по проницаемости пласте посвящено достаточное количество работ. Начиная

с первых исследований [1] и в работах настоящего времени [2] исследователи стараются понять, как влияет расположение скважин в зонах коллектора с разной проницаемостью на эффективность нефтеизвлечения. Особенно остро данный вопрос стоит для

систем разработки с поддержанием пластового давления [3-5].

В частности, в работах [2, 3] показано, что расположение нагнетательных скважин в низкопроницаемых зонах, а добывающих - в высокопроницаемых зонах коллектора способствует повышению охвата воздействием. Более того, даже в условиях частично выработанного пласта, трансформация действующей системы разработки согласно указанному выше принципу имеет значительные потенциалы для увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Другой актуальной проблемой является изучение влияния протяженных высокопроницаемых включений (разломов, зон разуплотнения коллектора) на эффективность регулярных систем разработки. Например, в работе [6] делается вывод о неравноценности систем разработки с различным расположением рядов добывающих и нагнетательных скважин относительно линий разломов.

Данное предположение требует не только качественной, но и количественной оценки. В данной работе мы рассмотрим зависимость коэффициента извлечения нефти от расположения и ориентации рядов добывающих и нагнетательных скважин относительно линий разломов.

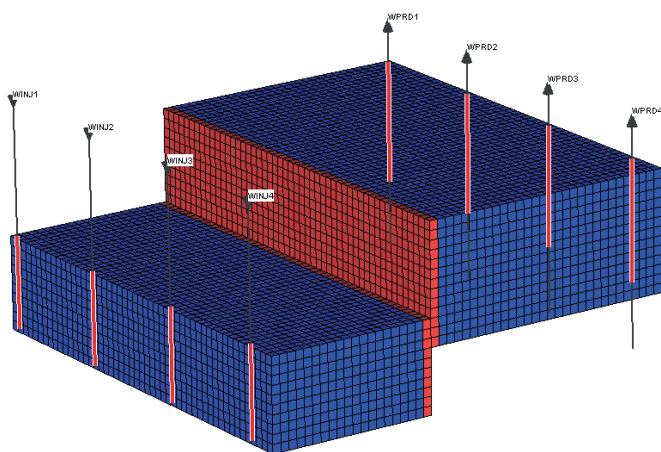
Описание применяемой гидродинамической модели

Рассмотрим модельную задачу о разработке залежи высоковязкой нефти с условно однородным по проницаемости коллектором, строение которого осложнено наличием линейного разлома, пересекающего залежь (рисунок 1). Моделируемый участок залежи имеет размеры 1000 x 1000 x 20 м. Предположим, что в результате тектонических процессов части залежи сдвинуты относительно друг друга по вертикали с сохранением гидродинамической связанности. Линия разлома представляет собой область разуплотнения коллектора с повышенными пористостью и с проницаемостью, многократно превышающей проницаемость материнской породы.

На участке реализована рядная система разработки с максимальным расстоянием между рядами скважин 1000 м (в зависимости от рассматриваемого варианта).

Пористость коллектора - 0.21 д.ед. Проницаемость коллектора в основной части залежи составляет 0.2 мкм^2 , в зонах разуплотнения коллектора - 10 мкм^2 .

Глубина залегания составляет 1000 м, средняя эффективная толщина 10 м. Начальное пластовое давление - 80 атм.



Синим цветом показаны участки залежи с проницаемостью 0.2 мкм^2 , красным - зоны разуплотнения с проницаемостью 10 мкм^2

Рисунок 1. Куб проницаемости модельной залежи с расположением зон разуплотнения (показаны красными плоскостями) и размещением скважин по варианту 1

Свойства пластовых флюидов модели аналогичны свойствам флюидов горизонтов юрских отложений одного из месторождений Республики Казахстан. Плотность нефти в пластовых условиях 0.93 т/м^3 , вязкость - $225 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, газосодержание - $20 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения нефти газом - 50 атм . Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть - вода» представлены на рисунке 2.

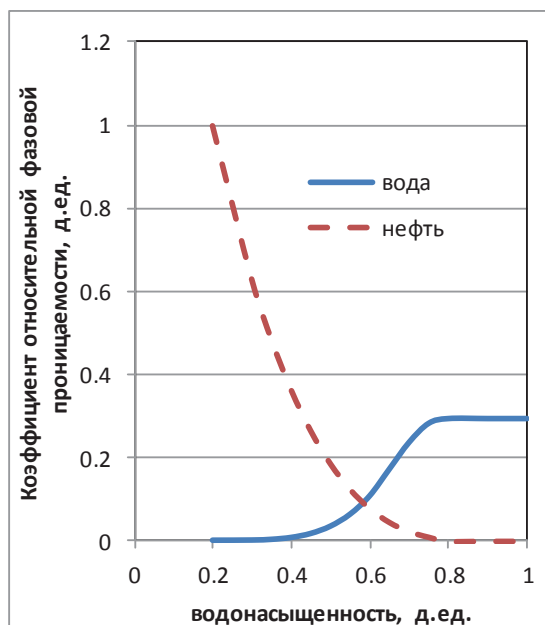


Рисунок 2. Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть - вода»

Добывающие и нагнетательные скважины запускаются в работу одновременно. При достижении предельной обводненности 95 % расчет прекращается.

Описание рассмотренных вариантов размещения рядов скважин

Нас интересует, как наличие протяженных зон разуплотнения коллектора повлияет на эффективность действующей системы разработки. Поэтому было рассмотрено несколько вариантов размещения рядов нагнетательных и добывающих скважин.

В варианте 1 (базовый вариант) ряды скважин параллельны линии разлома. Рас-

стояние между рядами скважин - 1000 м. Разлом проходит на половине расстояния между рядами скважин (рисунок 3, а). При этом ряд нагнетательных скважин расположен в нижней части залежи, ряд добывающих - в верхней.

В варианте 2 сохраняются условия варианта 1 за исключением того, что нагнетательные скважины расположены в верхней части залежи, а добывающие - в нижней (рисунок 3, б).

Вариант 3 предусматривает расположение рядов скважин перпендикулярно линии разлома (рисунок 3, в).

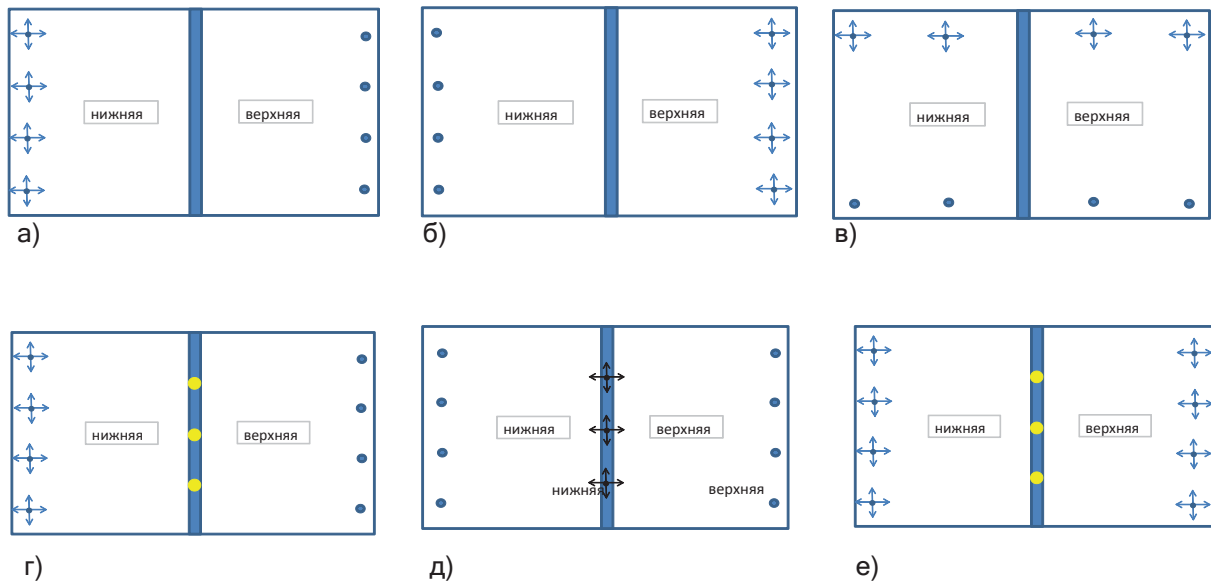
Вариант 4 отличается от предыдущих числом рядов добывающих скважин. По условиям данного варианта, на участке залежи имеется два ряда добывающих скважин, один из которых расположен так же, как и в варианте 1, второй ряд расположен в зоне разлома (рисунок 3, г).

Вариант 5 имеет такое же расположение рядов скважин, как и в варианте 4, однако ряд нагнетательных скважин размещен в зоне разлома, а ряды добывающих скважин - по краям рассматриваемого участка (рисунок 3, д).

Вариант 6 имеет расположение рядов скважин аналогичное варианту 5, за исключением того, что в зоне разлома расположены добывающие скважины, а два ряда нагнетательных скважин - по краям рассматриваемого участка (рисунок 3, е).

Все остальные начальные технологические условия работы скважин по вариантам одинаковые.

Анализ кубов текущей нефтенасыщенности на конец расчетов (достижение предельной обводненности 95 %) показывает, что прикровельная часть залежи характеризуется минимальной степенью выработки запасов нефти, что согласуется с известными положениями о гравитационном разделении фаз в пластовых условиях. Отметим, что наличие разлома существенно влияет на процесс заводнения. В ряде случаев взаимное расположение разлома и рядов скважин способствует большей выработке запасов нефти, в других случаях наличие разлома снижает эффективность системы разработки.



а) вариант 1; б) вариант 2; в) вариант 3; г) вариант 4; д) вариант 5; е) вариант 6;
 нижняя - опущенная часть залежи; верхняя - приподнятая часть залежи;
 закрашенная область - зона разлома;
 желтые точки - добывающие скважины в зоне разлома;
 синие точки - добывающие скважины

Рисунок 3. Варианты расположения рядов добывающих и нагнетательных скважин относительно разлома

*Динамика технологических показателей
 разработки модельных вариантов
 размещения рядов скважин
 относительно разлома.
 Обсуждение результатов*

На рисунке 4 показано сопоставление динамик текущих технологических показателей вариантов разработки.

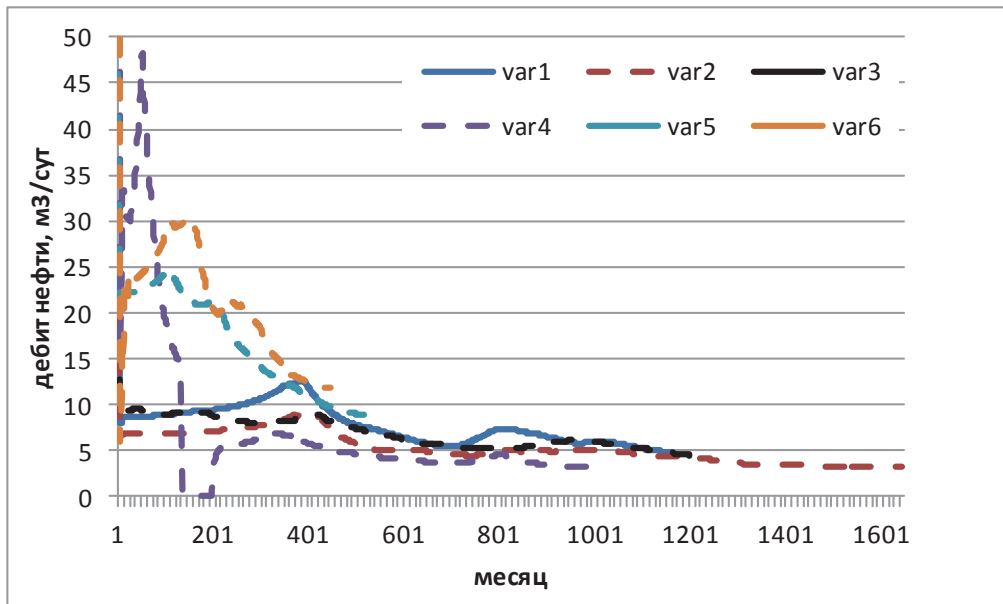
Сравнение динамик текущих технологических показателей вариантов: 1 (базового) и 2 показывает, что расположение нагнетательных скважин в повышенной части залежи, разделенной проводящим разломом, не является оптимальным в силу того, что в зоне нагнетания заводнению подвергается только незначительная часть пласта, в основном приподошвенная зона пласта. Поэтому при варианте 2 размещения рядов нагнетатель-

ных и добывающих скважин технологические показатели характеризуются более низкими значениями дебита нефти, более медленным ростом обводненности и, как результат, более долгим периодом разработки.

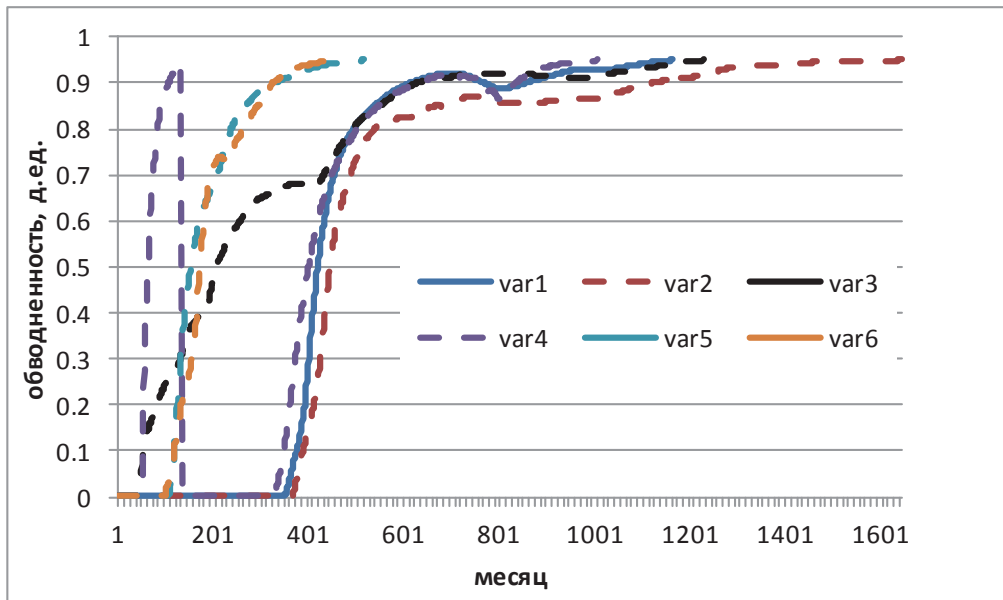
Сравнение 1 и 3 вариантов разработки показывает, что ориентация рядов скважин перпендикулярно линиям разломов приводит к быстрому росту обводненности, при этом дебит нефти практически всегда меньше базовых значений.

Сопоставление показателей 1 и 4 вариантов показывает, что увеличение числа добывающих скважин не приводит к повышению эффективности выработки запасов нефти.

В варианте 4 дополнительный ряд трех добывающих скважин размещался в зоне разлома.



а)



б)

а) дебит нефти;
б) обводненность

Рисунок 4. Динамики технологических показателей разработки модельной залежи для разных вариантов размещения рядов скважин относительно разлома

В связи с тем, что эта зона обладает высокой продуктивностью, в первоначальный период разработки выработка запасов нефти происходила с высокими темпами. Однако это привело к экранированию воздействия

нагнетательными скважинами на удаленный ряд добывающих скважин. В зоне пласта между двумя рядами добывающих скважин наблюдаются резкое снижение пластового давления, снижение давления ниже давления

насыщения нефти газом и разгазирование данного участка залежи. После достижения предельной обводненности добывающих скважин, расположенных в зоне отбора, данный ряд скважин отключается, пластовое давление начинает восстанавливаться, однако дебит залежи остается ниже базовых значений.

Сравнивая показатели вариантов 1 и 5, можно отметить, что данный вариант характеризуется более высокой эффективностью. Высокая проницаемость области разуплотнения коллектора позволяет закачивать большие объемы воды, при этом зона разлома выступает как протяженная дрена, что позволяет более равномерно внедряться воде в основные объемы коллектора.

И, наконец, сопоставление вариантов 1 и 6 показывает, что создание интенсивной системы заводнения при небольшом числе добывающих скважин, размещенных в зоне разлома, позволяет достичь максимальные показатели выработки запасов нефти в кратчайший срок разработки.

Для более детального сравнения вариантов разработки залежи введем величины,

равные $\zeta = \frac{q_i^t - q_b^t}{q_b^t}$, где q_i^t - текущий дебит

нефти по i -ому варианту; q_b^t - текущий дебит нефти по базовому варианту, а также величину, равную разнице текущих значений обводненности i -ого и базового вариантов. За базовый вариант принят вариант 1 (ряды скважин параллельны линии разлома) (рисунок 5).

Согласно построенным кривым рисунка 5, варианты 2, 3 и частично вариант 4 характеризуются более низкими дебитами нефти в сравнении с базовым вариантом. Дебит нефти варианта 4 в начальный период разработки (до обводнения центрального ряда) характеризуется более высокими дебитами нефти в сравнении с базой, однако после остановки центрального ряда дебит нефти снижается ниже базовых значений.

Варианты 5 и 6 всегда имеют более высокие, чем в базовом варианте, дебиты нефти.

Результаты, представленные на рисунках 4 и 5, показывают, что размещение ряда добывающих скважин в зоне разлома и создание интенсивной системы поддержания пластового давления позволяет достичь максимальных темпов отбора запасов нефти.

Динамика накопленных показателей добычи нефти и воды, представленная на рисунке 6, показывает достаточно парадоксальный результат. За исключением варианта 4, накопленные показатели добычи нефти по другим вариантам достаточно близки по значениям. Существенно отличаются темпы роста накопленных отборов нефти. Как видно на рисунке 6, группа вариантов с меньшим числом скважин имеет низкий темп отбора запасов нефти. Если ввести относительный показатель, аналогичный описанному ранее для текущих показателей, то приросты накопленных отборов нефти для вариантов 5 и 6 (на конец расчетов по данным вариантам) составляют почти 70 % и 107 % соответственно (рисунок 7). Отметим, что и накопленные отборы воды увеличиваются для варианта 1 относительно варианта 2 (базового) на более чем 32 %.

Анализируя причины более высокой эффективности вариантов 5 и 6, необходимо отметить, что для данных вариантов характерно более высокое пластовое давление в течение всего расчетного периода, что является очень важным при разработке залежей высоковязкой нефти.

Для варианта 5 при небольшом числе нагнетательных скважин расположение в зоне линейного разлома позволяет обеспечить систему добывающих скважин необходимым объемом воды для поддержания пластового давления на уровне начального значения.

Для варианта 6, который обладает максимальной эффективностью как по темпам отбора запасов, так и по величине накопленных отборов нефти, интенсивная система заводнения при небольшом числе добывающих скважин, расположенных в зоне разлома, позволяет не только поддерживать высокое пластовое давление, но и обеспечивает более равномерную выработку запасов нефти.

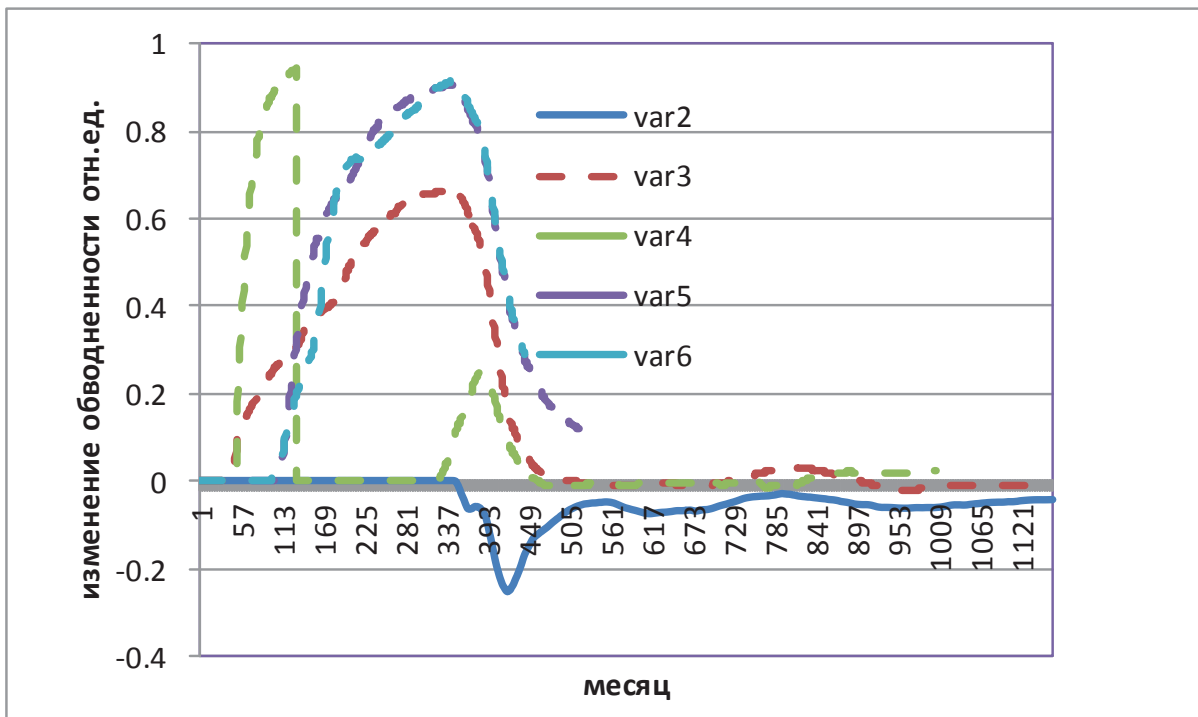
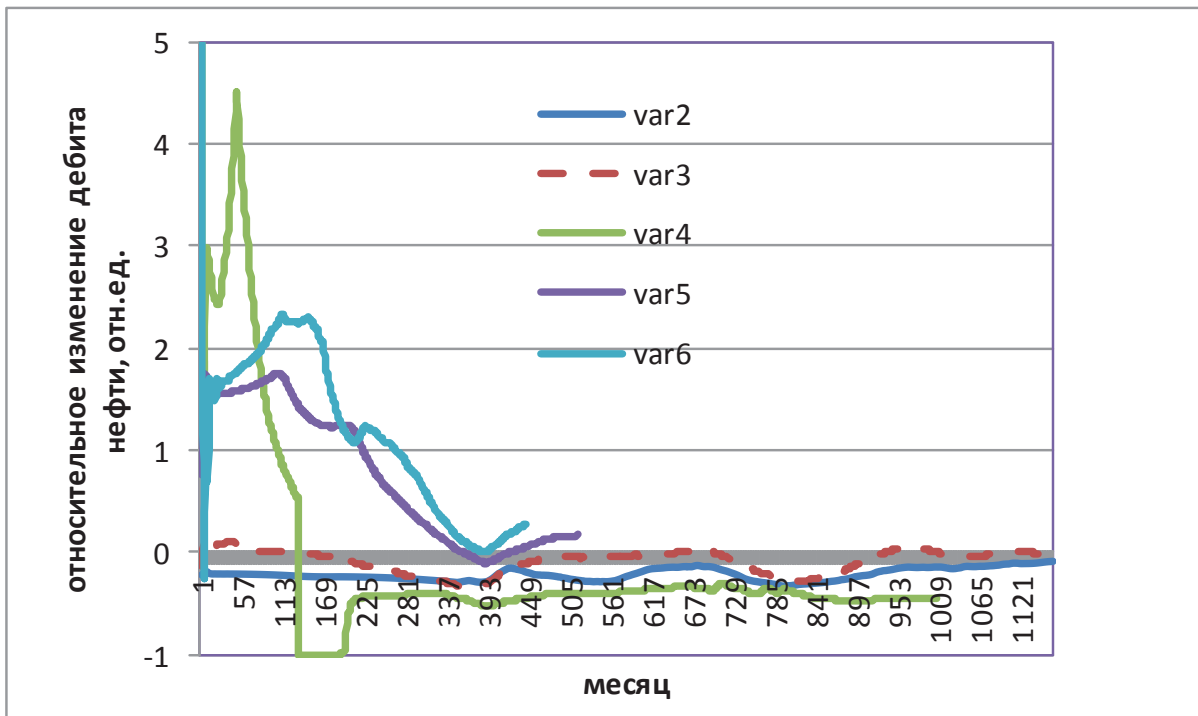


Рисунок 5. Динамики относительного изменения дебита нефти (а) и обводненности (б) в сравнении с базовым вариантом

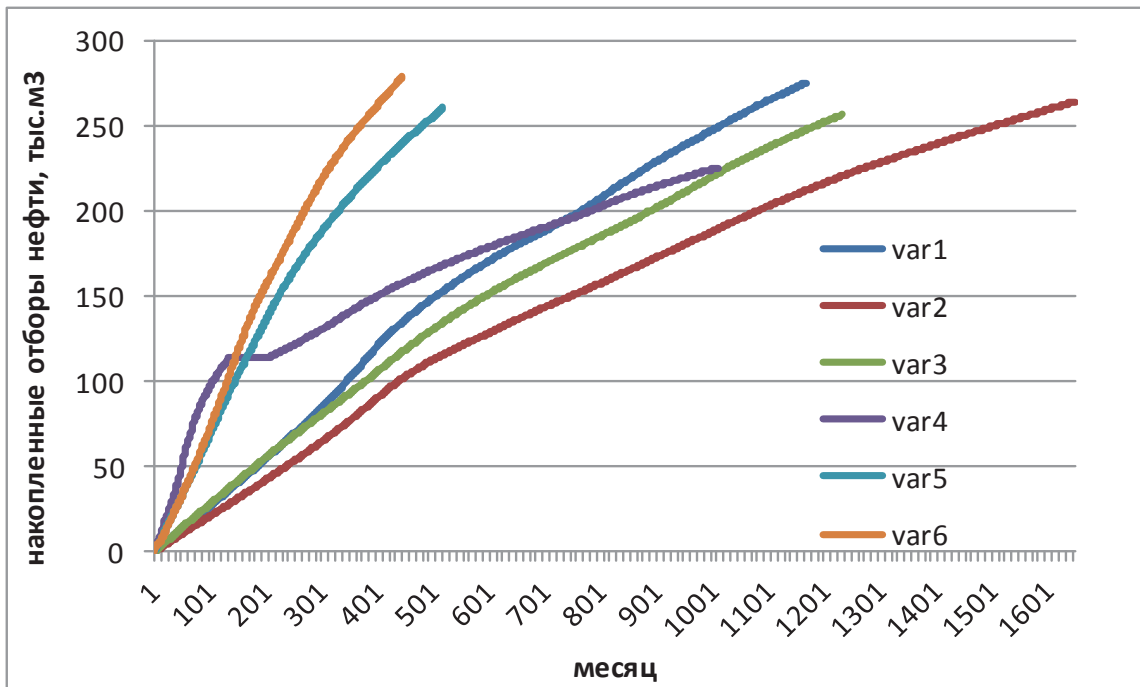


Рисунок 6. Динамики накопленных отборов нефти и воды для различных вариантов размещения рядов скважин относительно разлома

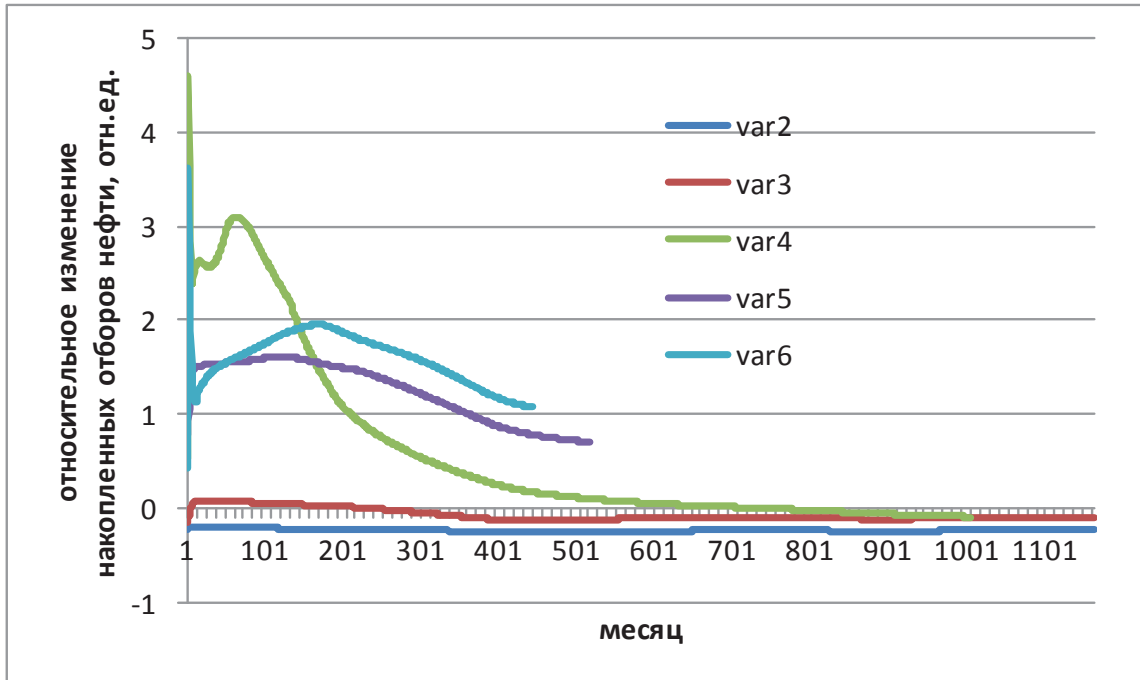


Рисунок 7. Динамика относительного изменения накопленных отборов нефти в сравнении с базовым вариантом (кривые построены за период базового варианта)

В таблице 1 представлены итоговые результаты расчетов рассмотренных вариантов. Для сравнения темпов отбора запасов нефти у вариантов разработки с разным числом скважин вводился относительный параметр, равный отношению накопленных отборов нефти к числу отработанных месяцев и к числу всех скважин. Сравнение полученных результатов показывает, что наибольшей

эффективностью обладает вариант 6. Для данного варианта характерно наибольшее значение КИН, максимальный темп отбора. Если прирост КИН относительно варианта 1 (базового) составляет всего 0.004 д.ед., то темп отбора запасов нефти почти в два раза выше базового. Кроме того, для данного варианта объем накопленных отборов воды имеет минимальное значение.

Таблица 1. Итоговые показатели расчетных вариантов размещения рядов скважин относительно линии разлома

Вариант	Ориентация рядов скважин относительно линии разлома	Накопленные отборы, тыс. м ³		КИН, д.ед.	ВЖФ, д.ед.	Изменение КИН относительно базового варианта, д.ед.	Темп отбора запасов нефти, тыс. м ³ /(мес.·скв.)
		нефти	воды				
1	Параллельно, 2 ряда, добывающие наверху, нагнетательные внизу	275.5	1407.3	0.306	0.836	0.000	0.03
2	Параллельно, 2 ряда, добывающие внизу, нагнетательные наверху	264.7	1449.7	0.294	0.846	-0.012	0.02
3	Перпендикулярно	257.1	1543.3	0.286	0.857	-0.020	0.026
4	Параллельно, 3 ряда, добывающие наверху, нагнетательные внизу, ряд добывающих в разломе	225.9	962.5	0.251	0.81	-0.055	0.02
5	Параллельно, 3 ряда, 2 ряда добывающих по краям, ряд нагнетательных в разломе	260.9	1255.9	0.29	0.828	-0.016	0.046
6	Параллельно, 3 ряда, 2 ряда нагнетательных по краям, ряд добывающих в разломе	279.2	1061.1	0.31	0.792	0.004	0.057

Вариант 5 при высоких темпах отбора имеет более низкий КИН в сравнении с базовым вариантом. Поэтому данное расположение скважин можно рассматривать лишь как средство интенсификации отборов запасов, при этом эффективность выработки будет более низкой. Данный результат хорошо согласуется с результатами работы [2].

Таким образом, можно сделать следующее заключение. На залежи высоковязкой нефти с линейным разломом при формировании системы разработки необходимо располагать ряды скважин параллельно линии разлома. При этом наиболее эффективным является размещение ряда добывающих

скважин в зоне разуплотнения коллектора, а рядов нагнетательных скважин - вне зоны разуплотнения. Данный вариант размещения рядов скважин обладает максимальными темпами отбора запасов нефти и наибольшим значением КИН.

Сравнивая характеристики вытеснения рассмотренных вариантов (рисунок 8), можно заметить, что вариант 6 имеет меньший (в сравнении с вариантом 1) отбор запасов нефти за безводный период (меньшее значение КИН при нулевой обводненности), однако в водный период разработки обладает наибольшей скоростью роста КИН при увеличении обводненности.

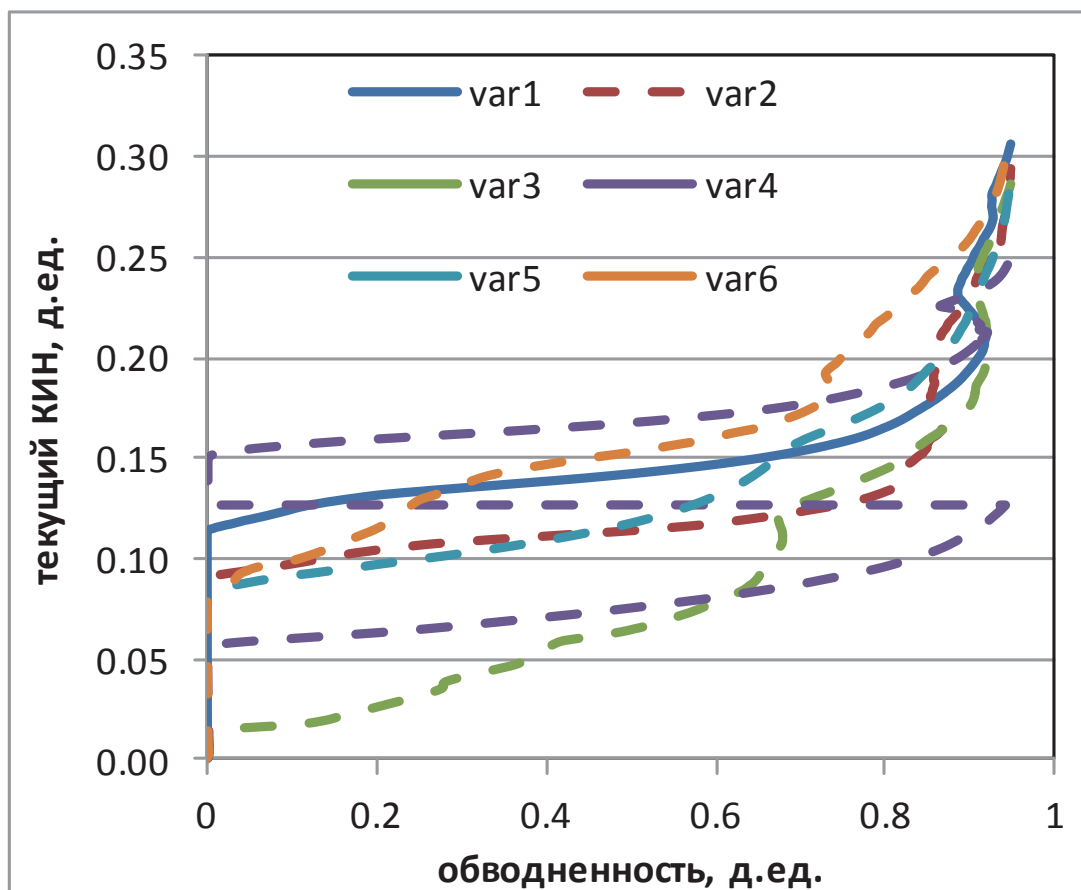


Рисунок 8. Зависимости текущего КИН от обводненности для различных вариантов размещения рядов скважин относительно линии разлома

Выводы

- Установлено, что расположение рядов скважин параллельно линии разлома (варианты 1, 2, 5, 6) позволяет достичь более высокий КИН в сравнении с размещением рядов скважин перпендикулярно линиям разломов (вариант 3).
- Размещение ряда нагнетательных скважин в поднятой части залежи менее эффективно, чем размещение их в нижней части.
- Применение большего числа добывающих скважин с размещением рядов по варианту 4 обладает наименьшей эффективностью, что связано с экранированием воздействия нагнетательных скважин на удаленный ряд добы-

вающих скважин. При этом в зоне пласта между двумя рядами добывающих скважин наблюдаются резкое снижение пластового давления, снижение давления ниже давления насыщения нефти газом и разгазирование данного участка залежи, что значительно снижает эффективность выработки запасов нефти из большей части залежи.

- Наиболее эффективным является размещение ряда добывающих скважин в зоне разуплотнения коллектора, а рядов нагнетательных скважин - вне зоны разуплотнения. Данный вариант размещения рядов скважин обладает максимальными темпами отбора запасов нефти и наибольшим значением КИН.

Список литературы

1. Борисов Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородностей. М.: Недра, 1976. 259 с.
2. Соляной П.Н., Пичугин О.Н., Родионов С.П., Косяков В.П. Исследование эффективности взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте // Нефтяное хозяйство. 2012. № 8. С. 126-128.
3. Родионов С.П., Косяков В.П., Соляной П.Н. Исследование эффективности различных схем расстановки скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте // Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук: тр. 53-й науч. конф. МФТИ. М.: МФТИ, 2010. С. 137-139.
4. Косяков В.П., Родионов С.П. Определение наилучшего варианта расстановки галереи скважин в зонально-неоднородном пласте с учетом теплофизических свойств флюидов на основе аналитического решения // Вестник ТюмГУ. 2012. № 4. С. 14-21.
5. Косяков В.П., Родионов С.П. Получение точных решений задачи Баклея-Леверетта в зонально-неоднородном пласте // Вестник ТюмГУ. 2010. № 6. С. 36-42.
6. Патент 2526037 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки трещиноватых коллекторов / И.И. Бакиров, А.И. Бакиров, Н.В. Музалевская. 2013129626/03, Заявлено 27.06.2013, Опубл. 20.08.2013.

References

1. Borisov Yu.P. *Osobennosti proektirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdenii s uchetom ikh neodnorodnostei* [Features of Design of Development of Oil Fields Taking into Account Their Heterogeneities]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 259 p. [in Russian].
2. Solyanoi P.N., Pichugin O.N., Rodionov S.P., Kosyakov V.P. *Issledovanie effektivnosti vzaimnogo raspolozheniya nagnetatel'nykh i dobyvayushchikh skvazhin v zonal'no-neodnorodnom neftyanom plaste* [Investigation of the Efficiency of Mutual Location of Injection and Production Wells in the Zone-Heterogeneous Oil Reservoir]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2012, No. 8. pp. 126-128. [in Russian].
3. Rodionov S.P., Kosyakov V.P., Solyanoi P.N. *Issledovanie effektivnosti razlichnykh skhem rasstanovki skvazhin v zonal'no-neodnorodnom neftyanom plaste* [A Study of the Effectiveness of Different Patterns of the Arrangement of Wells in Zonal-heterogeneous Oil Reservoir]. *Trudy 53-i nauchnoi konferentsii MFTI «Sovremennye problemy fundamental'nykh i prikladnykh nauk»* [Proceedings of the 53rd MIPT Scientific Conference «Modern Problems of Fundamental and Applied Sciences»]. Moscow, MIPT Publ., 2010. pp. 137-139. [in Russian].
4. Kosyakov V.P., Rodionov S.P. *Opredelenie nailuchshego varianta rasstanovki galerei skvazhin v zonal'no-neodnorodnom plaste s uchetom teplofizicheskikh svoystv flyuidov na osnove analiticheskogo resheniya* [Determination of the Best Variant of Well Gallery Arrangement in a Zone-Inhomogeneous Reservoir Taking into Account Thermophysical Properties of Fluids on the Basis of Analytical Solution]. *Vestnik TyumGU - Tyumen State*

University Herald, 2012, No. 4, pp. 14-21. [in Russian].

5. Kosyakov V.P., Rodionov S.P. Poluchenie tochnykh reshenii zadachi Bakleya-Leveretta v zonal'no-neodnorodnom plaste [Obtaining Accurate Solutions of Bakley-Leverett in Zonal-Heterogeneous Bed]. *Vestnik TyumGU - Tyumen State University Herald*, 2010, No. 6, pp. 36-42. [in Russian].

6. Bakirov I.I., Bakirov A.I., Muzalevskaya N.V. *Sposob razrabotki treshchinovatykh kollektorov* [Method of Development of Fractured Reservoirs]. Patent RF, No. 2526037, 2013. [in Russian].

Авторы

• Владимиров Игорь Вячеславович, доктор технических наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: igorv@ufamail.ru

• Альмухаметова Эльвира Маратовна, канд. техн. наук, доцент
Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru

The Authors

• Vladimirov Igor V., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Gas and Oil-Gas-Condensate Fields Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: igorv@ufamail.ru

• Almukhametova Elvira M., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30
e-mail: elikaza@mail.ru