

Обоснование оптимального количества и размера проходного сечения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей

Росляков К.С., Абдуллин А.А., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р.
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлен подход по подбору оптимального типоразмера и количества автономных устройств контроля притока (АУКП) для разработки нефтегазовых залежей с применением многовариантного гидродинамического моделирования.

По результатам многовариантного моделирования было отмечено, что оптимальный вариант заканчивания скважины с АУКП по критерию накопленной добычи нефти и накопленного чистого дисконтированного дохода (NPV) меняется в зависимости от забойного давления, и наоборот, от выбранного забойного давления зависит оптимальное количество АУКП.

Преимуществом предлагаемого подхода является то, что при подборе компоновки заканчивания скважин моделируются различные варианты заканчивания с АУКП, учитывается объем добываемой продукции и его зависимость от величины забойного давления, в совокупности с учетом экономической составляющей определяется наилучший вариант заканчивания с точки зрения экономической эффективности.

Для проведения расчетов использован программный комплекс, позволяющий проводить сегментацию и расчет показателей работы скважин с устройствами контроля притока (разработан в ООО «РН-БашНИПнефть»).

Материалы и методы

Материалы: характеристики устройств контроля притока, секторная гидродинамическая модель.

Методы: анализ результатов многовариантного гидродинамического моделирования.

Ключевые слова

устройство контроля притока, секторная гидродинамическая модель, многосегментная скважина, нефтегазовое месторождение

Для цитирования

Росляков К.С., Абдуллин А.А., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р. Обоснование оптимального количества и размера проходного сечения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 30–34.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-30-34

Поступила в редакцию: 03.05.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Justification of the selection of the optimal size of inflow control devices for the development of oil and gas reservoirs

Roslyakov K.S., Abdullin A.A., Muslimov B.S., Islamov R.R.
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article presents an approach for selecting the optimal type and number of autonomous inflow control devices (AICD) for the development of oil and gas deposits using multivariate hydrodynamic modeling.

According to the results of multivariate modeling, it was noted that the optimal option for completing a well with an AICD according to the criterion of accumulated production and accumulated discounted net income (NPV) varies depending on the bottom-hole pressure, and vice versa, the optimal amount of AICD depends on the selected bottom-hole pressure.

The advantage of the proposed approach is that when selecting the layout of wells, various options for completion with AICD are modeled, the volume of produced products and its dependence on the downhole pressure are taken into account, together with the economic component, the best completion option is determined from the point of view of economic efficiency.

For calculations, a software package was used that allows segmentation and calculation of wells with inflow control devices (developed at “RN-BashNIPneft” LLC).

Materials and methods

Materials: characteristics of inflow control devices, sector hydrodynamic model.

Methods: analysis of the results of multivariate hydrodynamic modeling.

Keywords

inflow control device, sector hydrodynamic model, multi-segment well, oil and gas field

For citation

Roslyakov K.S., Abdullin A.A., Muslimov B.S., Islamov R.R. Justification of the selection of the optimal size of inflow control devices for the development of oil and gas reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 30–34. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-30-34

Received: 03.05.2024

Результаты и обсуждение

Использование горизонтальных скважин (ГС) при разработке нефтегазовых залежей позволяет уменьшить риски прорыва нежелательной фазы (воды и газа), однако полностью проблему не решает [1]. С применением ГС можно достичь более высоких показателей добычи жидкости по сравнению с вертикальной скважиной, но из-за неоднородности профиля проницаемости по стволу скважины возможна неравномерная выработка запасов нефти и в конечном итоге преждевременный прорыв воды или газа.

Устройства контроля притока (УКП), выравнивающие профиль притока в пласте и предупреждающие преждевременный прорыв нежелательной фазы к забою добывающих скважин, нашли широкое применение как в России, так и в других нефтедобывающих регионах [2].

При стандартном горизонтальном заканчивании скважин (спуск хвостовика-фильтра в продуктивный интервал без разделения скважины на сегменты с помощью пакеров) давление в заколонном пространстве скважины выравнивается за счет перетоков. При таком варианте заканчивания, если происходит прорыв газа или воды в одной части скважины, он распространяется по всей ее длине. Для исключения подобных рисков выполняется сегментирование скважины: горизонтальный ствол разобцается на сегменты с помощью заколонных пакеров, которые устанавливают в интервалах неколлектора. Такой подход позволяет избежать потери всего ствола скважины: при прорыве УКП ограничивают приток к данному сегменту, а установленные пакеры предупреждают дальнейшее

распространение газа или воды в другие сегменты по заколонному пространству.

Принцип работы УКП основан на зависимости перепада давления от расхода проходящего через него флюида. УКП создает дополнительный перепад давления, который зависит от объема поступающей жидкости, тем самым достигается выравнивание профиля притока вдоль ствола скважины [3]. Из этого следует, что чем меньше устройств в сегменте, тем больше падение дебита жидкости в данном сегменте относительно варианта без УКП. С увеличением количества устройств наблюдается рост дебита жидкости и нежелательной фазы. В связи с этим возникает задача подбора оптимального количества устройств на сегмент, чтобы избежать не только раннего прорыва воды или газа, но и значительного падения дебита скважины из-за штуцирования. При этом в каждый сегмент рекомендуется устанавливать как минимум два устройства с целью избежания потерь сегмента в случае выхода из строя одного из них.

УКП подразделяются на пассивные и автономные [3]. Пассивные УКП создают дополнительное сопротивление притоку в местах установки вне зависимости от вязкости флюида, их гидравлическая характеристика не меняется при прорыве воды или газа.

Автономные устройства контроля притока (АУКП), в отличие от пассивных, позволяют ограничивать приток в тех сегментах скважины, в которых произошел прорыв газа или воды, за счет изменения своих характеристик. При прохождении того или иного флюида в АУКП возникает перепад давления, который, в свою очередь, зависит от вязкости

проходящего флюида. Практический опыт применения АУКП показал, что они эффективно справляются с задачей по борьбе с прорывами воды и газа. Устройства этого типа впервые стали применяться на нефтегазовом месторождении Тролль в Норвегии [4], а на территории России в периметре компании ПАО «НК «Роснефть» АУКП применяют на таких месторождениях, как Северо-Комсомольское, Ванкорское, Среднеботуобинское [5], Тагульское и других [6].

В данной работе рассматривается АУКП типа «левитирующий диск». Принцип его работы основан на законе Бернулли, согласно которому сумма статического и динамического давлений, а также потери давления на трение по направлению течения постоянны. Само устройство состоит из корпуса с входным отверстием и диска, который в зависимости от проходящего флюида создает дополнительный перепад давления. В зависимости от диаметра входного отверстия для одного и того же расхода флюида могут создаваться разные перепады давления [5].

В связи с этим при подборе оптимальной компоновки скважины возникает задача, которая состоит из сегментирования ствола горизонтальных скважин, выбора количества устройств на сегмент и размера проходного сечения. В обычной практике дизайн скважины с АУКП создают при помощи аналитической модели и производят расчеты на запускные показатели скважины, не учитывая динамику добычи нефти, что не позволяет в полной мере рассчитать экономические показатели скважины, такие как NPV и индекс рентабельности (PI). Применение данных показателей позволяет определить наиболее оптимальный вариант разработки с точки зрения экономики.

В работе рассматриваются результаты многовариантного моделирования с различным типоразмером и количеством устройств при разных забойных давлениях на примере нефтегазовой залежи. Полученные профили добычи были использованы для технико-экономической оценки различных вариантов заканчиваний, что позволило определить наилучший вариант с точки зрения NPV.

Для расчетов выбрана секторная модель нефтегазовой залежи с горизонтальной скважиной. В качестве исходного объекта для проведения расчетов используется модель пласта, имеющая значительные неоднородности по абсолютной проницаемости. С целью проведения многовариантного гидродинамического моделирования выбрана скважина, длина горизонтального ствола которой равна 1 000 м. Профиль проницаемости по горизонтальному стволу скважины, используемый для расчетов, был выгружен из гидродинамической модели (рис. 1). Пакеры на рисунке 1 размещены напротив неколлектора.

Скважина разделена на 5 сегментов, в каждом из которых может быть установлено не менее 1 устройства контроля притока.

Для проведения анализа выбранного количества АУКП на скважину было выполнено статическое моделирование заканчивания в программном комплексе «РН-КИН. EXPRESS» компании «Роснефть». Начальное пластовое давление составляет 13,5 МПа, принятое для расчета забойное давление — 12,5 МПа. В таблице 1 представлен пример расчета дизайна заканчивания скважины с АУКП для 5 и 10 % условия штуцирования запускного дебита нефти.

Табл. 1. Анализ заканчивания скважины
Tab. 1. Well completion analysis

Сегмент	Без АУКП		Дизайн с УКП для 5 % потерь			Дизайн с УКП для 10 % потерь		
	Количество устройств, шт.	Дебит нефти, т/сут	Количество устройств	Дебит нефти, т/сут	Потери Qн, % отн. варианта без УКП	Количество устройств, шт.	Дебит нефти, т/сут	Потери Qн, % отн. базового варианта
1	0	12,7	6	12,2	4	4	11,5	10
2	0	7,1	4	6,9	3	3	6,7	5
3	0	7,0	3	6,7	5	3	6,7	5
4	0	5,5	3	5,3	3	2	5,1	7
5	0	7,9	4	7,7	3	3	7,4	6
ИТОГО	0	40,2	20	38,7	4	15	37,4	7

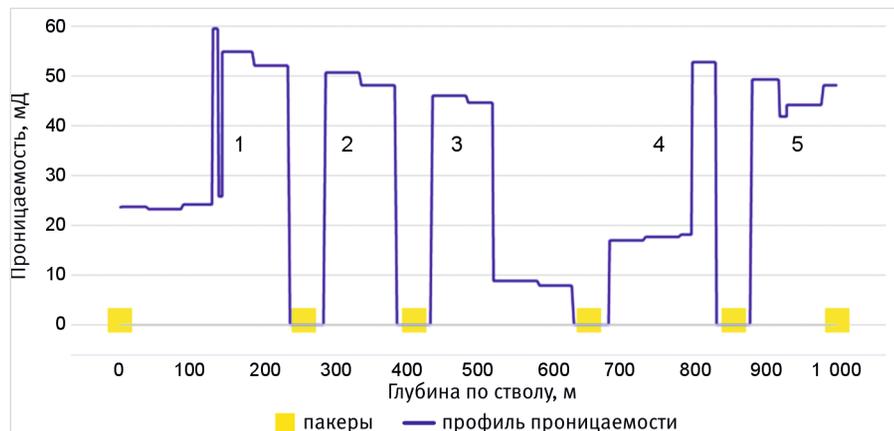


Рис. 1. Профиль проницаемости по стволу скважины
Fig. 1. Borehole permeability profile

В статическом симуляторе подобрано количество устройств для рассматриваемой скважины исходя из необходимого штуцирования запускового дебита нефти. Из таблицы 2 видно, что с уменьшением количества устройств в секциях растут потери в запусковом дебите нефти, так, при переходе с 20 до 15 АУКП потери в дебите нефти увеличиваются с 4 до 7 %.

Табл. 2. Моделирование прорыва газа
Tab. 2. Modeling gas breakthrough

Вариант	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м³/сут	ГФ, м³/т	Обв., %
Без АУКП	34,0	40,7	117,0	3 441	0
20 АУКП	30,4	36,4	14,0	461	0
15 АУКП	29,3	35,1	10,3	352	0

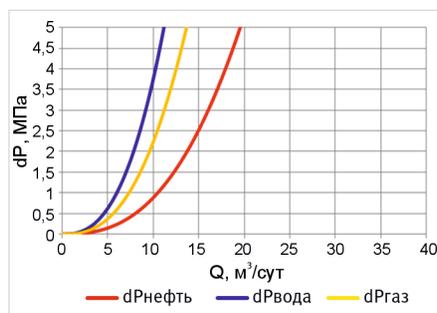


Рис. 2. Гидравлическая характеристика АУКП 2,5 мм
Fig. 2. Hydraulic characteristics of the AICD 2,5 mm

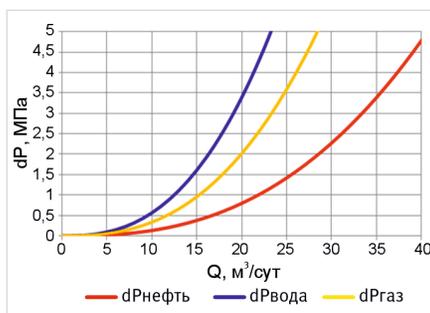


Рис. 3. Гидравлическая характеристика АУКП 5 мм
Fig. 3. Hydraulic characteristics of the AICD 5 mm

Табл. 3. Накопленная добыча нефти, тыс. т
Tab. 3. Accumulated oil production, k. t.

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		13,6	13,4	14,1	14,5	20,3	20,3
2,5 мм	5	21,2	23,0	24,8	24,7	22,9	17,6
	10	17,3	18,3	19,9	24,1	22,2	17,7
	15	15,9	16,6	17,7	23,6	21,7	17,4
	20	15,3	15,8	16,7	17,8	21,3	17,2
	25	15,3	15,4	16,1	16,9	21,1	17,1
5 мм	5	17,2	18,0	19,5	24,1	22,1	17,6
	10	15,4	15,9	16,5	17,6	21,3	17,1
	15	14,6	15,3	15,3	16,2	20,9	16,9
	20	14,3	14,6	15,2	15,6	20,7	16,9
	25	14,6	14,2	14,5	15,5	20,5	16,8

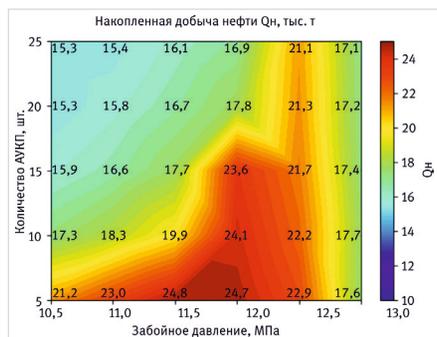


Рис. 4. Накопленная добыча нефти АУКП 2,5 мм, тыс. т
Fig. 4. Accumulated oil production AICD 2,5 mm, k. t.

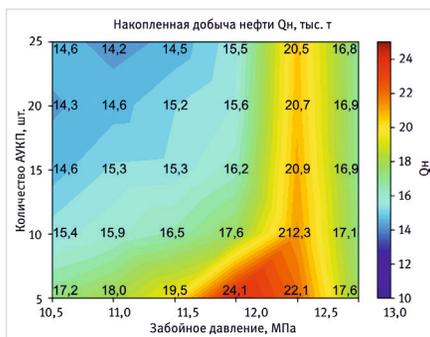


Рис. 5. Накопленная добыча нефти АУКП 5 мм, тыс. т
Fig. 5. Accumulated oil production AICD 5 mm, k. t.

На рисунках 2 и 3 представлены гидравлические характеристики устройств, применяемых в расчетах, с проходными сечениями 2,5 и 5 мм. При одном и том же расходе устройство с меньшим проходным диаметром канала создает больший перепад давления, как видно из рисунков 3 и 4.

По данным стендовых испытаний было установлено, что для низких вязкостей АУКП небольших типоразмеров (2,5 и 3 мм) демонстрируют более стабильную зависимость перепада давления, создаваемого на устройстве, от расхода по сравнению с 5 мм АУКП.

Дебит нефти на устройстве 5 мм выше ввиду большей пропускной способности при том же перепаде давления, чем на устройстве с меньшим диаметром, однако и расход нежелательной фазы, соответственно, больше. Следовательно, для выбора оптимального устройства необходимо оценить экономический эффект от применяемых АУКП.

Были произведены многовариантные расчеты с применением секторной гидродинамической модели пласта. Путем варьирования типоразмеров устройств (2,5 и 5 мм), их количества (от 5 до 25 шт.) по всей длине скважины, забойного давления (от 13,0 до 10,5 МПа) рассмотрены различные варианты заканчивания скважины. Технико-экономическая оценка позволила выбрать оптимальное количество устройств, типоразмер и режим работы скважины.

В таблице 3 приведена накопленная добыча нефти для различных вариантов расчета, в таблице 4 — накопленный ГФ, то есть отношение накопленной добычи газа к накопленной добыче нефти. Прогнозный расчет производился на десять лет для оценки экономического эффекта. При расчете NPV учитывались средняя стоимость АУКП, принятая равной 300 тыс. руб./ед., затраты на бурение и обустройство кустовой площадки, а также на добычу попутного газа и утилизацию подтоварной воды.

На рисунках 4 и 5 показаны зависимости накопленной добычи нефти от количества устройств и забойного давления для устройств 2,5 и 5 мм соответственно.

Из рисунков 4 и 5 следует, что оптимальный вариант по накопленной добыче нефти меняется в зависимости от забойного давления; исходя из этого, можно сделать вывод, что для каждого забойного давления будет свое оптимальное количество АУКП.

На рисунках 6 и 7 представлены графики зависимости накопленной добычи нефти с учетом варианта без АУКП. По мере снижения забойного давления до 11,5 МПа наблюдается рост накопленной добычи в вариантах с АУКП, как видно из рисунков, для разного количества АУКП характерно свое забойное давление, которое обеспечивает максимальную накопленную добычу нефти.

Далее производился расчет относительных NPV для этих же вариантов, где за 100 % принимался максимальный вариант по показателю NPV. Результаты представлены в таблице 5. На рисунках 8 и 9 показаны графики зависимости относительного NPV от количества устройств и забойного давления для устройств 2,5 и 5 мм соответственно.

Вариант с АУКП 2,5 мм в количестве 5 штук и забойным давлением 11,5 МПа характеризуется максимальным NPV.

По результатам проведенного расчета наблюдается оптимальное количество АУКП, которое позволяет достичь максимальную накопленную добычу нефти и максимальный NPV при забойном давлении,

равном 11,5 МПа. Авторы отмечают, что количество АУКП, позволяющее достичь максимальную накопленную добычу нефти, может не совпадать с количеством АУКП, позволяющим достичь максимальный NPV.

Было замечено, что в зависимости от количества АУКП меняется оптимальное забойное давление по критерию накопленной добычи нефти и NPV, и наоборот, от выбранного забойного давления зависит оптимальное количество АУКП. Многовариантное моделирование позволяет определить оптимальный вариант заканчивания скважины с АУКП для достижения максимального NPV.

Итоги

Предложена методика по подбору оптимального типа и количества автономных устройств контроля притока для разработки нефтегазовых залежей, основанная на многовариантном гидродинамическом моделировании. Данный подход по сравнению с аналитическим расчетом позволяет оценить эффективность подобранного заканчивания в динамике, вследствие чего можно рассчитать экономические показатели для различных вариантов заканчивания и выбрать наилучший.

Выводы

Алгоритм, предложенный в статье, может быть использован для подбора оптимального размера устройств контроля притока для разработки нефтегазовых залежей.

Вариант с АУКП 2,5 мм в количестве 5 штук и забойным давлением 11,5 МПа является рекомендуемым, так как характеризуется максимальным NPV, разница в накопленной добыче нефти по сравнению с вариантом без АУКП при том же забойном давлении составила 10,7 тыс. т.

Максимальная накопленная добыча нефти и NPV достигаются при одном и том же количестве АУКП при забойном давлении, равном 11,5 МПа.

В статическом симуляторе, исходя из условия штуцирования не более 5 % запускного дебита нефти, на скважину было подобрано 20 АУКП с проходным диаметром канала 2,5 мм. По результатам многовариантного гидродинамического моделирования вариант с 20 АУКП имеет меньшую накопленную добычу нефти на 8,1 тыс. т по сравнению с рекомендуемым вариантом при забойном давлении, равном 11,5 МПа.

Разница в количестве устройств между рекомендуемым вариантом заканчивания, полученным по результатам расчета экономики, и вариантом с 20 АУКП составила 15 АУКП.

Подбор оптимального количества АУКП при формировании дизайна заканчивания скважины должен основываться не только на обеспечении минимальных потерь в запускном дебите нефти, но и в расчете накопленной добычи с последующим проведением экономической оценки.

Литература

1. Казымов Ш.П., Фариз А. Опыт и перспективы применения скважинных фильтров с устройствами регулирования притока // SOCAR Proceedings. 2015. № 2. С. 32–40.
2. Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5.

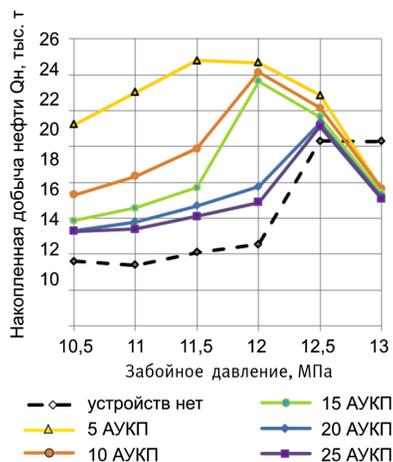


Рис. 6. Накопленная добыча нефти АУКП 2,5 мм, тыс. т
Fig. 6. Accumulated oil production AICD 2,5 mm, k. t.

Табл. 4. Газовый фактор, м³/м
Tab. 4. Gas oil ratio, m³/t

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		909	817	860	799	740	740
2,5 мм	5	932	984	971	779	495	122
	10	860	897	936	1 057	643	162
	15	816	839	876	1 149	683	176
	20	814	824	859	876	702	184
	25	863	829	853	849	713	188
5 мм	5	858	880	922	1 070	649	164
	10	836	844	845	877	705	185
	15	812	866	813	828	723	191
	20	837	838	865	822	735	194
	25	923	832	813	842	742	195

Табл. 5. Относительный NPV АУКП 2,5 и 5 мм, %
Tab. 5. Relative NPV AICD 2,5 and 5 mm, %

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		24	22	27	31	72	72
2,5 мм	5	87	96	100	96	85	44
	10	55	64	76	93	80	47
	15	39	47	58	89	77	46
	20	32	38	49	59	74	44
	25	32	33	42	51	72	43
5 мм	5	54	62	74	93	81	48
	10	34	40	48	59	75	45
	15	28	33	36	46	72	44
	20	26	28	34	42	71	43
	25	28	25	26	39	69	42

3. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 20–23.

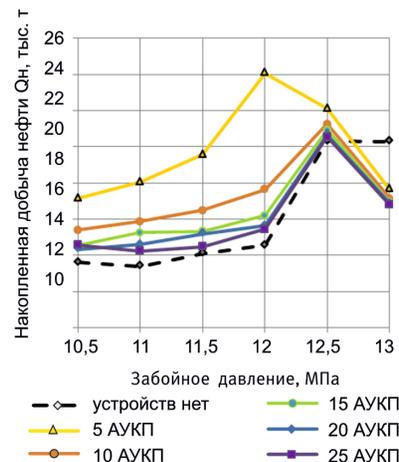


Рис. 7. Накопленная добыча нефти АУКП 5 мм, тыс. т
Fig. 7. Accumulated oil production AICD 5 mm, k. t.

Табл. 5. Относительный NPV АУКП 2,5 и 5 мм, %
Tab. 5. Relative NPV AICD 2,5 and 5 mm, %

Табл. 5. Относительный NPV АУКП 2,5 и 5 мм, %
Tab. 5. Relative NPV AICD 2,5 and 5 mm, %

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		24	22	27	31	72	72
2,5 мм	5	87	96	100	96	85	44
	10	55	64	76	93	80	47
	15	39	47	58	89	77	46
	20	32	38	49	59	74	44
	25	32	33	42	51	72	43
5 мм	5	54	62	74	93	81	48
	10	34	40	48	59	75	45
	15	28	33	36	46	72	44
	20	26	28	34	42	71	43
	25	28	25	26	39	69	42

4. Кудряшов С., Будлов С., Лейдло Д., Волл Б., Кемпф К., Зайкин И. Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи на месторождениях Восточной и Западной Сибири в результате применения технологии выравнивания

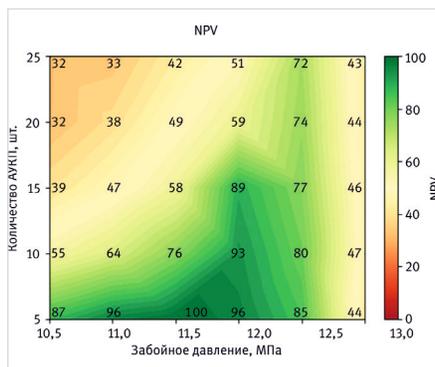


Рис. 8. Относительный NPV АИКП 2,5 мм, %
Fig. 8. Relative NPV AICD 2,5 mm, %

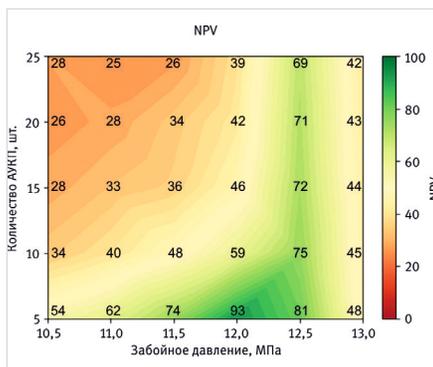


Рис. 9. Относительный NPV АИКП 5 мм, %
Fig. 9. Relative NPV AICD 5 mm, %

профиля притока // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. 2008. Москва. SPE-115486-MS.

5. Зюев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
6. Ашин М.С., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш., Трифонов А.И., Исбир Ф.А. К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 30–34.

ENGLISH

Results

A technique for selecting the optimal type and number of autonomous inflow control devices for the development of oil and gas deposits based on multivariate hydrodynamic modeling is proposed. This approach, in comparison with analytical calculation, allows us to evaluate the effectiveness of the selected completion in dynamics, as a result of which it is possible to calculate economic indicators for various completion options and choose the best one.

Conclusions

The algorithm proposed in the article can be used to select the optimal size of inflow control devices for the development of oil and gas deposits. Option with a 2,5 mm AICD in the amount of 5 pcs. and the downhole pressure of 12,0 МПа is characterized by a maximum NPV, the difference in accumulated oil production compared to the actual completion design is 10,7 thousand tons.

References

1. Kazymov Sh.P., Fariz A. Experience and prospects on application of well screen with inflow control device. SOCAR Proceedings, 2015, issue 2, P. 32–40. (In Russ).
2. Muslimov B.Sh., Ashin M.S. Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 36–41. (In Russ).
3. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of inflow control devices in the vankor field. Oil industry, 2009, issue 11, P. 20–23. (In Russ).
4. Kudryashov S., Budlov S., Laidlaw D., Zaikin I., Voll B., Kempf K. Well productivity and oil recovery enhancement in East and West Siberian fields as a result of inflow control technology and application. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2008, Moscow, Russia. SPE-115486-MS. (In Russ).
5. Ziuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Y. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
6. Ashin M.S., Trifonov A.I., Muslimov B.Sh., Nigmatullin F.N., Isbir F.A. Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 30–34. (In Russ).

The maximum accumulated oil production and NPV are achieved with the same amount of AICD at a bottom-hole pressure of 11,5 МПа.

In the tactical simulator, based on the condition of studying no more than 5 % of the starting oil flow rate, 20 AICD with a channel diameter of 2,5 mm were selected for the well. According to the results of multivariate hydrodynamic modeling, the variant with 20 AICD has a lower accumulated oil production by 8,1 thousand tons compared to the recommended option at a bottom-hole pressure of 11,5 МПа.

The difference in the number of devices between the recommended completion option, obtained based on the results of the calculation of the economy, and the option with 20 AICD, was 15 AICD.

The selection of the optimal amount of AICD in the formation of the well completion design should be based not only on ensuring minimal losses in the start-up flow rate of oil, but also in calculating accumulated production with subsequent economic assessment.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Росляков Кирилл Сергеевич, специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия
Для контактов: roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru

Roslyakov Kirill Sergeevich, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru

Абдуллин Артур Айварович, техник, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Abdullin Artur Aivarovich, technician, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Муслимов Булат Шамилович, заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Muslimov Bulat Shamilevich, deputy head of the department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Islamov Rinat Robertovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, head department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia