

К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов

Ашин М.С.¹, Нигматуллин Ф.Н.¹, Муслимов Б.Ш.¹, Трифонов А.И.¹, Исбир Ф.А.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия,

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

ashinms@bnipti.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены результаты анализа возможностей применения устройств контроля притока (УКП) в условиях карбонатного коллектора. Данный тип коллектора отличается особенностями, осложняющими применение УКП. Трещинная проводимость не позволяет достоверно определить профиль проницаемости методами промысловой геофизики. В данной статье представлены различные подходы к формированию дизайна заканчивания горизонтальных скважин с применением УКП в условиях неопределенностей, присущих карбонатному коллектору. По результатам расчетов установлено, что оптимальной стратегией является равномерная расстановка устройств по длине горизонтального ствола.

Материалы и методы

Выполнен анализ проведенных геофизических исследований, определен оптимальный подход к расстановке заколонных пакеров и устройств контроля притока. Проведена оценка различных вариантов заканчивания с помощью аналитического моделирования.

Ключевые слова

контроль притока, устройства контроля притока, карбонатный коллектор, нефтегазовое месторождение

Для цитирования

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. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-30-34

Поступила в редакцию: 16.05.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622 I Original paper

Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs

Ashin M.S.¹, Trifonov A.I.¹, Muslimov B.Sh.¹, Nigmatullin F.N.¹, Isbir F.A.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia,

²“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

ashinms@bnipti.rosneft.ru

Abstract

The article demonstrates result of analysis of using inflow control devices (ICD) in carbonate reservoirs. Carbonate reservoirs has a number of features that complicate using of ICD. Fracture conductivity is one such feature. It does not allow to determine the permeability profile using field geophysics methods. This article demonstrates an approach to creating well completion design with ICD in carbonate reservoirs. The optimal strategy is the uniform placement of devices along the horizontal well.

Materials and methods

An analysis of the geophysical surveys has been conducted. A method of placement of packers and ICDs has been determined. Various types of constructions have been assessed using analytic model.

Keywords

inflow control, inflow control devices, carbonate reservoir, oil and gas field

For citation

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.). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-30-34

Received: 16.05.2022

На текущий момент доля запасов нефти по залежам, не вовлеченным в разработку, составляет около половины суммарных начальных извлекаемых запасов нефти в РФ. Значительная часть неразрабатываемых залежей имеет обширные подгазовые зоны и, наряду с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), относится к наиболее сложным объектам с точки зрения разработки [1].

В числе ключевых проблем разработки нефтегазовых залежей, препятствующих их активному вводу в промышленную эксплуатацию, — эффект образования конусов газа и воды в зонах распространения газонефтяного и водонефтяного контактов с последующим прорывом к забоям добывающих скважин. Это негативное явление приводит к росту нагрузки на транспортную инфраструктуру, потерям добычи нефти и к выводу скважины из эксплуатации.

Одним из возможных способов снижения рисков прорывов газа и воды является применение автономных устройств контроля притока (АУКП) [2]. В отличие от пассивных устройств контроля притока, они позволяют избирательно сокращать добычу из интервалов горизонтальной скважины с прорывом газа или воды, тем самым сокращая объем добываемых нежелательных флюидов и продлевая жизненный цикл скважины. Одним из ярких примеров успешного применения АУКП является месторождение Тролля на шельфе Норвегии [3].

На территории России технология также активно внедряется. Одной из динамично развивающихся в данном направлении компаний является ПАО «НК «Роснефть». На данный момент скважины с устройствами контроля притока эксплуатируются на Северо-Комсомольском [4], Ванкорском [5], и других месторождениях компании.

Применительно к условиям терригенного коллектора существует методика формирования оптимального дизайна заканчивания с применением АУКП. Она основана на использовании профиля проницаемости по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) для прогнозирования профиля притока. Сегментирование и расстановка АУКП производится путем выделения зон высокой и низкой проницаемости. Количество АУКП в зоне зависит от проницаемости и определяется по результатам моделирования. Подробно подходы к формированию дизайна заканчивания в условиях терригенного коллектора описаны в ранней работе авторов [6].

Однако такой подход к формированию заканчивания неприменим в условиях карбонатного пласта с трещинной проводимостью. Это обусловлено сложностью достоверного определения проводимости трещин и, как следствие, неопределенностями в части характера и интенсивности притока вдоль горизонтального ствола. Целью данной работы является поиск оптимальных подходов для проектирования заканчивания с применением АУКП в условиях неопределенностей, присущих коллекторам с трещинной проводимостью.

Объектами исследования являются продуктивные нефтегазовые пласты Рифейской группы глубиной залегания 1 900–2 300 м. Проницаемость преимущественно каверно-трещинная, находится в диапазоне 2–8 мД и зависит от наличия трещин в зоне, их длины и степени раскрытости. Отмечаются близкие по значениям вязкости пластовых флюидов: нефть 1,25–1,4 сП, вода — 1,22 сП.

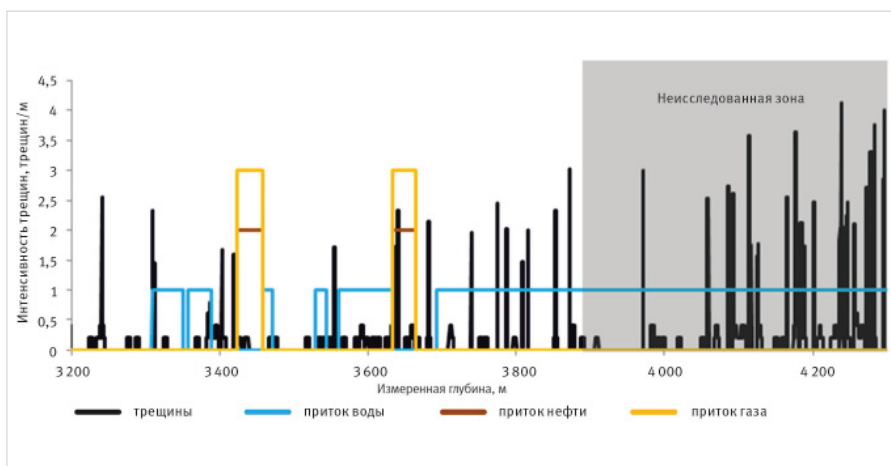


Рис. 1. Профиль распределения трещин скв. 1
Fig. 1. Fracture location profile in well 1

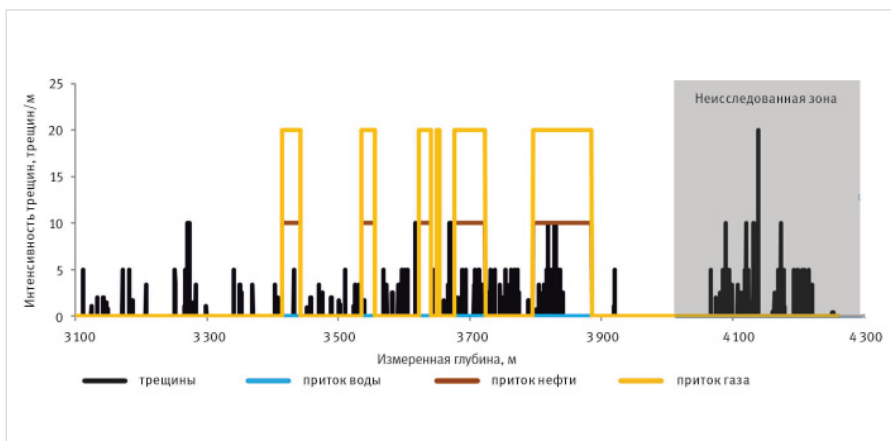


Рис. 2. Профиль распределения трещин скв. 2
Fig. 2. Fracture location profile in well 2

Критериями эффективного применения АУКП являются наличие значительных неоднородностей по проницаемости вдоль горизонтального ствола [7], расположение скважины вблизи водонефтяного и/или газонефтяного контактов, а также наличие существенной разницы в вязкостях нефти и нежелательного флюида, необходимой для эффективной работы АУКП [8, 9].

Рассматриваемый пласт характеризуется сложным строением, неоднородностями проницаемости. Значительная доля запасов нефти сосредоточена в подгазовой зоне. Учитывая описанные факторы, можно говорить о возможной перспективности применения автономных устройств контроля притока в целях борьбы с прорывами газа. Применение АУКП для ограничения прорывов воды осложнено ввиду низкой вязкости нефти, близкой к вязкости воды.

Основными предпосылками внедрения УКП являются быстрые (в течение 1 месяца) прорывы воды и газа к забоям добывающих горизонтальных скважин, остановки по причине обводнения или запаривания наземной инфраструктуры.

Особенностью коллектора является преимущественное дренирование залежи по системе трещин естественного происхождения. Матрица породы-коллектора практически не дренируется в процессе разработки.

При вводе скважин из бурения основными методами исследования являются специальные методы (акустический имиджер), представляющие информацию о распределении и пространственной ориентации

вскрытых скважиной трещин естественного и техногенного характера. Данных о проводимости каждой отдельной трещины нет по причине отсутствия исследований методами поинтервального испытания пласта. Данный вид ГИС не применяется на объекте ввиду дороговизны.

По части фонда проведены промысловые геофизические исследования (ПГИ) по определению профиля притока добывающих скважин, однако эти данные носят качественный характер (тип флюида). В ряде случаев при проведении исследований зафиксирован недочет прибора до забоя скважины (носки горизонтальной скважины), что снизило точность полученных результатов. В перспективе на проектном фонде проведение данного вида исследований оператором не запланировано.

На рисунках 1 и 2 приведено сопоставление профиля притока скважины с профилем плотности распределения трещин с помощью акустического имиджера.

Данные ПГИ подтверждают гипотезу об отсутствии дренирования матрицы в процессе разработки. При отсутствии в интервале трещин приток не наблюдается. Анализ также показывает, что наличие трещин в интервале не гарантирует наличие притока. Часть выявленных трещин может быть непроницаема или не сообщаться с основной системой трещин залежи. При сопоставлении результатов нескольких ПГИ по части скважин выявлены факты включения в работу ранее не работавших трещин спустя некоторое время после запуска скважины. Следовательно, отсутствие

По результатам анализа данных проведенных геофизических исследований сформированы следующие выводы:

- расстановка УКП возможна на основании профиля плотности распределения трещин;
- наличие информации о профиле притока не является обязательным для формирования дизайна заканчивания.

Однако эта информация позволит более точно оценить эффективность работы АУКП на этапе мониторинга работы скважины.

Следующей важной задачей в рамках выбора оптимального дизайна заканчивания стало определение оптимального числа сегментов — разобщенных пакерами интервалов с АУКП. Как было отмечено выше, при формировании дизайна заканчивания с АУКП в терригенном коллекторе, как правило, руководствуются профилем проницаемости РИГИС, согласно которому определяется положение пакеров и фильтров [10]. Применительно к объекту анализа данный подход использовать невозможно, так как в карбонатных коллекторах ПГИ не позволяют оценить проводимость каждой отдельной трещины. Как следствие, невозможно предсказать, по какой трещине с большей вероятностью произойдет прорыв газа/воды. Поэтому в ходе формирования дизайна заканчивания все трещины рассматриваются как потенциальные источники нежелательных флюидов.

Интервалы трещиноватости распределены вдоль всего ствола горизонтальной скважины. Чтобы исключить риски потери участка горизонтальной скважины большой протяженности, необходимо разобщить ствол на максимальное количество сегментов. При этом верхний предел количества сегментов определяется таким образом, чтобы на каждый сегмент приходилось как минимум 2 устройства. Дублирование устройств в каждом интервале необходимо для снятия рисков его отключения в случае выхода из строя единственного УКП. Количество устройств определяется из общей продуктивности скважины и подбирается в соответствии с методикой, описанной авторами в работе [6]. Величина потерь на запуске определяется индивидуально с помощью многовариантных расчетов на гидродинамической модели и, как правило, находится в диапазоне 3–5 % от потенциального дебита скважины без УКП. Чтобы подтвердить эффективность данного подхода, была смоделирована скважина с прорывом газа, разделенная на разное число сегментов. Распределение трещин, заложенных в расчет аналитической модели, определено по результатам исследования профиля притока и исследования акустическим имиджером. В процессе работы проведено сравнение потерь добычи в результате прорыва в случае с 5 и 20 сегментами. При этом количество АУКП в двух вариантах принято одинаковым.

На рисунках 3 и 4 схематично изображены конструкции заканчивания, реализованные в ходе моделирования с разделением скважины на 5 и 20 сегментов соответственно с 40 АУКП.

По результатам моделирования выявлено, что в варианте с разделением скважины на 20 сегментов присутствует возможность адресного ограничения притока газа, что позволяет сократить потери в добыче нефти

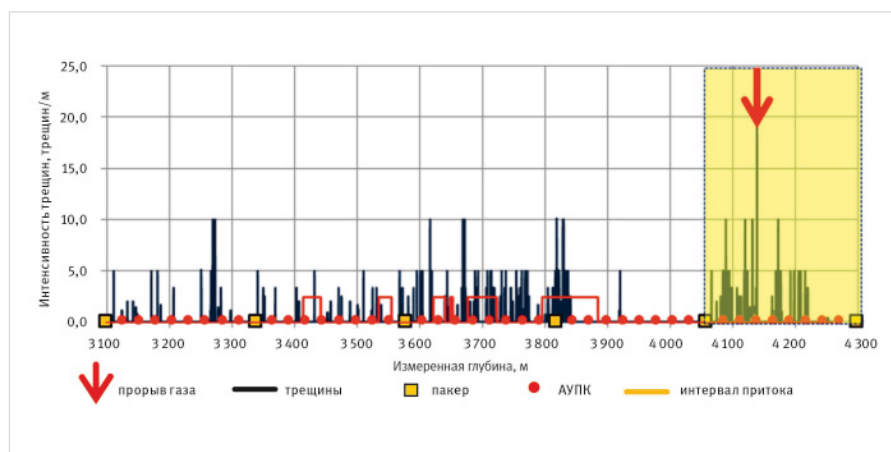


Рис. 3. Схема конструкции заканчивания скважины с 5 сегментами
Fig. 3. 5-segment completion

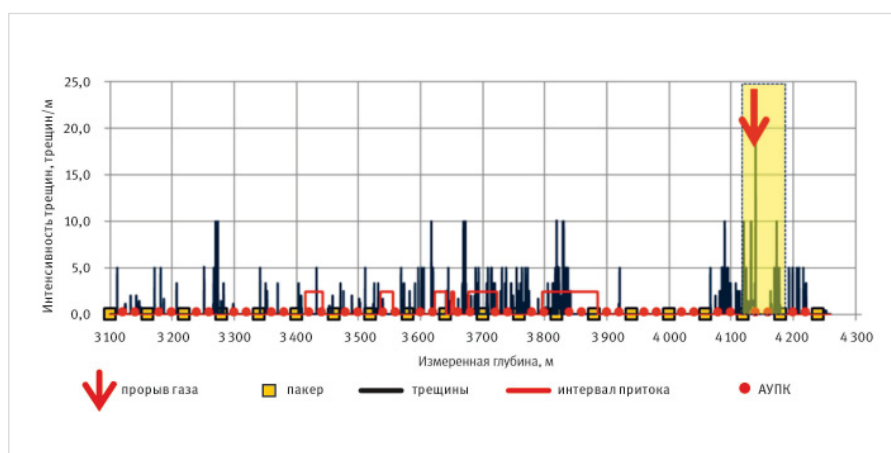


Рис. 4. Схема конструкции заканчивания скважины с 20 сегментами
Fig. 4. 20-segment completion

Табл. 1. Результаты расчета запусковых параметров работы скважины с 5 и 20 сегментами

Tab. 1. Calculated starting parameters for wells with 5 and 20 segments

1	Количество сегментов	5	20
2	Дебит нефти до прорыва, т/сут	77,89	72,41
3	Дебит нефти после прорыва, т/сут	50,59	68,76
4	Потери дебита нефти в случае прорыва газа, т/сут	27,3	3,6
5	Относительные потери в случае прорыва газа, %	35	5

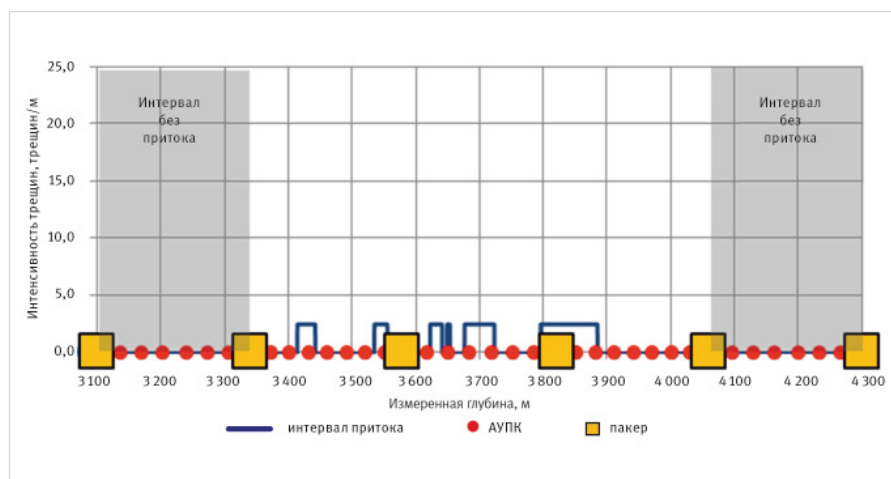


Рис. 5. Равномерная расстановка 32 АУКП
Fig. 5. Uniform placement of 32 AICDs

в случае прорыва по отношению к вариантам с меньшим количеством разобранных интервалов (табл. 1).

В карбонатном коллекторе при формировании дизайна заканчивания с АУКП необходимо разобщать ствол на как можно большее количество отдельных сегментов. При этом верхний предел количества интервалов выбирается исходя из условия нахождения в каждом сегменте по меньшей мере двух АУКП. Рекомендуемое расчетное количество заколонных пакеров для рассматриваемого объекта — 20 единиц для горизонтальной скважины длиной 1 100 м.

Следующим этапом исследования является оценка необходимости проведения ПГИ по определению профиля притока для снятия значительных рисков при спуске АУКП в скважины.

Как отмечалось ранее, на рассматриваемом объекте по данным ПГИ выявлены факты включения в работу ранее не работавших трещин спустя некоторое время после запуска скважины. Учитывая этот факт, во избежание перекрытия продуктивных интервалов глухими трубами целесообразна равномерная расстановка УКП в интервалах присутствия трещин.

Однако в случае равномерной расстановки существует риск спуска части УКП в сухие интервалы. Остальные устройства будут работать в условиях повышенных расходов, что приведет к сокращению потока нефти на запуске и снижению запускового дебита по нефти. Уменьшение эффективности работающих устройств и снижение добычи нефти может привести к падению рентабельности всего проекта. Для оценки потерь в добыче в случае равномерной расстановки создана модель скважины для сравнения двух заканчиваний: с учетом информации от ПГИ (неравномерная расстановка УКП в интервалах притока) и без учета (равномерная расстановка).

На рисунке 5 представлен случай с равномерной расстановкой 32 АУКП.

Суммарно 12 устройств попадают в интервалы без притока. За счет меньшего количества работающих УКП эффект штуцирования проявляется сильнее — больше потери дебита на запуске. На рисунке 6 представлен случай с адресной расстановкой по фактическому профилю притока 32 АУКП.

При использовании результатов ПГИ возможно проведение адресной расстановки УКП в интервалах притока. Это позволяет снизить потери дебита нефти в момент запуска скважины в работу (табл. 2).

Моделирование показало, что при равномерной расстановке потери дебита нефти составляют 12,5 %, что на 9,6 % выше, чем в случае реализации расстановки на основании профиля притока. Однако следует учитывать, что в случае адресной расстановки добыча из интервалов без АУКП при последующем включении их в работу будет невозможна, что значительно сокращает потенциал и продолжительность жизненного цикла скважины. Учитывая данный фактор, более предпочтительной является равномерная расстановка АУКП, исключающая потерю интервалов, не работавших в момент запуска скважины.

Итоги

При формировании дизайна заканчивания с АУКП в условиях карбонатного коллектора информация о профиле притока не является обязательной, однако ее наличие позволяет детализировать анализ эффективности работы АУКП на этапе мониторинга. Адресное

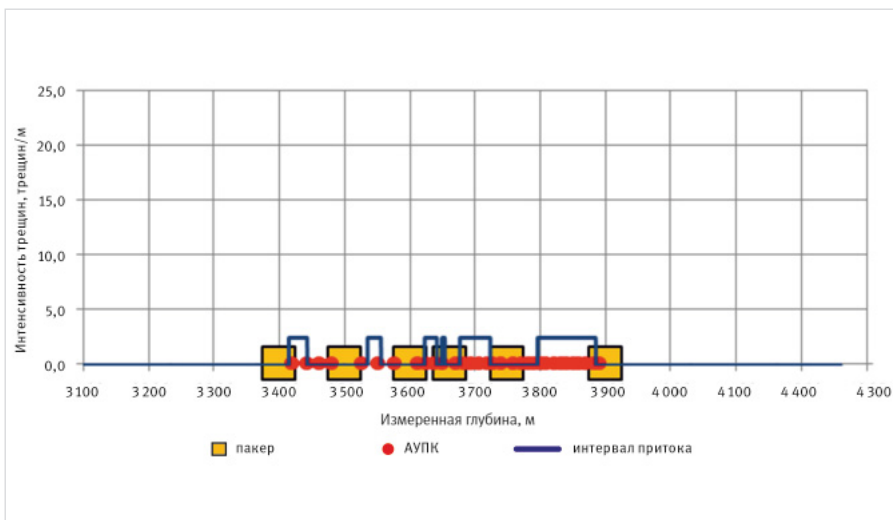


Рис. 6. Адресная расстановка 32 АУКП

Fig. 6. Directional placement of 32 AICDs

Табл. 2. Результаты расчета запусковых параметров работы скважины с различными подходами к расстановке АУКП

Tab 2. Calculated starting parameters for wells with different approaches to AICD placement

1	Расстановка АУКП	Равномерная	Адресная
2	Дебит нефти без УКП, т/сут	81,6	81,6
3	Дебит нефти с УКП, т/сут	71,4	79,3
4	Потери дебита нефти за счет штуцирования, т/сут	10,2	2,3
5	Относительные потери, %	12,5	2,9

размещение устройств на основании профиля притока не рекомендуется по причине его изменчивости в ходе эксплуатации горизонтальной скважины. Наиболее эффективным подходом является стратегия максимального разобщения горизонтального ствола на отдельные сегменты. Это необходимо для исключения потери протяженных участков горизонтального ствола в случае прорыва в одном из интервалов. Увеличение количества сегментов позволяет сократить потери добычи в случае прорыва на 30 %. Количество сегментов следует определять исходя из количества УКП. На каждый сегмент должно приходиться по меньшей мере 2 устройства. При таком подходе исключены риски отключения сегмента в случае выхода из строя единственного АУКП.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы при разработке карбонатных коллекторов с применением устройств контроля притока. По результатам исследования установлены оптимальные подходы к расстановке УКП и сегментированию горизонтального ствола скважины.

Литература

1. Нигматуллин Ф.Н. Ключевые проблемы при разработке нефтегазовых залежей // Материалы конференции-семинара «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (в т.ч. нефтегазовые и газонефтяные залежи, современные методы геологического и гидродинамического моделирования, методы анализа данных, модели двойной пористости и двойной проницаемости)». 2019. С. 2–3.

2. Birchenko V.M., Al-Khelaiwi F.T., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced wells: how to make a choice between passive and active inflow-control completions. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, ATCE 2008, Denver, CO, United States, 2008, Vol. 3, P. 2104–2118. (In Eng).
3. Halvorsen M., Elseth G., Naevdal O.M. Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. SPE annual technical conference and exhibition, 2012, October 8–10. (In Eng).
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 профиля притока. Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, Москва, октябрь 2008.
5. Semenov A.A., Malyasov V.J., Nukhaev M.T. System approach to horizontal well completion in the Vankor field. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, January 2010. (In Eng).
6. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.
7. Least B., Bonner A.J., Regulacion R.E., Penaranda R. Autonomous ICD Installation Success in Ecuador Heavy Oil: A Case Study. SPE Annual technical conference and exhibition, New Orleans,

- Louisiana, USA, September 30 – October 2, 2013. (In Eng).
8. Mathiesen V., Aakre H., Werswick B., Elseth G. The autonomous RCP valve – new technology for inflow control in horizontal wells. SPE offshore europe oil and gas conference and exhibition, Aberdeen, UK, September 2011. (In Eng).
 9. Mathiesen V., Werswick B. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the Norwegian continental shelf. SPE Bergen one day seminar, Bergen, Norway, April 2014. (In Eng).
 10. Gavioli P., Vicario R. The evolution of the role of openhole packers in advanced horizontal completions: from Novel Technology to a Critical Key to Success. SPE Drill & Compl, 2012, issue 1, P. 75–93. (In Eng).

ENGLISH

Results

Information on the inflow profile is not required when designing a completion design with AICD in carbonate reservoir. However, availability of the inflow profile allows detailed analysis of the efficiency of AICD operation at the monitoring stage. Targeted placement of devices based on the inflow profile is not recommended due to its variability during the operation of a horizontal well. The most effective approach is the strategy of maximum separation of the horizontal wellbore into segments. It allows prevent the loss of extended sections of the horizontal wellbore in the event of a breakthrough in one of the intervals. An increase in the number of segments reduces production losses in

the event of a breakthrough by 30 %. The number of segments should be determined based on the number of AICD. There must be at least 2 devices per segment. With this approach, the risks of shutting down a segment in the event of a failure of a single AICD are eliminated.

Conclusions

The results of this study may be used in the development of carbonate reservoirs using inflow control devices. Optimal approaches to the placement of the ICD and segmentation of the horizontal wellbore were established. The approaches are based on the results of the study.

References

1. Nigmatullin F.N. Main problems in oil and gas reservoirs development. Materials of conference "Geology and development of oil fields with hard-to-recover reserves (including oil and gas reservoirs, modern methods of geological and hydrodynamic modelling, data analysis, double porosity models and double permeability models)". 2019, P. 2–3. (In Russ).
2. Birchenko V.M., Al-Khelaiwi F.T., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced wells: how to make a choice between passive and active inflow-control completions. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, ATCE 2008, Denver, CO, United States, 2008, Vol. 3, P. 2104–2118. (In Eng).
3. Halvorsen M., Elseth G., Naevdal O.M. Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. SPE annual technical conference and exhibition, 2012, October 8–10. (In Eng).
4. Kudryashov S. Improvement of well productivity and oil recovery at the fields of Eastern and Western Siberia as a result of the application of inflow profile leveling technology. SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, October 2008. (In Russ).
5. Semenov A.A., Malyasov V.J., Nukhaev M.T. System approach to horizontal well completion in the Vankor field. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, January 2010. (In Eng).
6. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. Oil Industry, 2021, issue 12. P. 124–127. (In Russ).
7. Least B., Bonner A.J., Regulacion R.E., Penaranda R. Autonomous ICD Installation Success in Ecuador Heavy Oil: A Case Study. SPE Annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 30 – October 2, 2013. (In Eng).
8. Mathiesen V., Aakre H., Werswick B., Elseth G. The autonomous RCP valve – new technology for inflow control in horizontal wells. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, September 2011. (In Eng).
9. Mathiesen V., Werswick B. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the Norwegian continental shelf. SPE Bergen one day seminar, Bergen, Norway, April 2014. (In Eng).
10. Gavioli P., Vicario R. The evolution of the role of openhole packers in advanced horizontal completions: from Novel Technology to a Critical Key to Success. SPE Drill & Compl, 2012, issue 1, P. 75–93. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ашин Михаил Сергеевич, ведущий специалист отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
Для контактов: ashinms@bnipti.rosneft.ru

Нигматуллин Фанис Наилевич, начальник управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Муслимов Булат Шамилевич, заместитель начальника управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Трифонов Артём Иванович, начальник отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Исбир Фади Алиевич, заместитель начальника управления геолого-гидродинамического моделирования и экспертизы, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Ashin Mikhail Sergeevich, leading specialist of the department of oil and gas reservoirs development, "RN-BashNIPneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ashinms@bnipti.rosneft.ru

Nigmatullin Fanis Nailevich, head of the department of oil and gas fields development PNG, SI, "RN-BashNIPneft" LLC, Ufa, Russia

Muslimov Bulat Shamilevich, deputy head of the department of oil and gas fields development PNG, SI, "RN-BashNIPneft" LLC, Ufa, Russia

Trifonov Artem Ivanovich, head of the department of oil and gas reservoirs development, "RN-BashNIPneft" LLC, Ufa, Russia

Isbir Fadi Alievich, deputy head of the department of geological and hydrodynamic modelling and expertise, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia