

Комплексная интерпретация скважинных, маркерных исследований и сейсморазведочных данных для рационального сегментирования горизонтальных скважин в трещиноватом карбонатном коллекторе

Герасимов Р.В., Сурикова Е.С., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р.
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

При разработке нефтяных оторочек широко применяются горизонтальные скважины с интеллектуальной системой заканчивания, включающей сегментирование ствола скважины и установку автоматических устройств контроля притока. При сегментировании часто используется равномерная схема расстановки заколонных пакеров по стволу, основной недостаток которой — высокий риск потери герметичности при установке пакера в трещиноватую зону коллектора. В работе представлен подход на основе комплексной интерпретации скважинных исследований и сейсморазведочных данных для осуществления прогноза зон повышенной открытой трещиноватости вдоль стволов проектных горизонтальных скважин в карбонатном каверново-трещинном коллекторе с целью их рационального сегментирования. Это позволит проектировать заканчивание скважин, исключая риски негерметичной посадки заколонных пакеров, предотвратить преждевременный прорыв нежелательной фазы (газ, вода) к стволу скважины во время ее эксплуатации и повысить эффективность проведения селективной стимуляции высокотрещиноватых сегментов. Расчеты гидродинамической модели подтвердили эффективность предложенного подхода.

Материалы и методы

Анализ геофизических, промыслово-геофизических и маркерных исследований скважин для исследуемой территории позволил выделить трещиноватые зоны вдоль горизонтального ствола и доказать проводимость этих зон, используя профиль притока. Атрибутный анализ сейсмических данных позволяет определять зоны трещиноватости, но не дает информации о проводимости трещин. Совместный анализ скважинных исследований с сейсмическими данными позволяет выбрать атрибуты для прогнозирования

возможных зон повышенной трещиноватости вдоль плановых горизонтальных стволов с целью эффективного сегментирования проектных скважин с автоматическими устройствами контроля притока.

Ключевые слова

сегментирование горизонтальных скважин, трещиноватость, устройства контроля притока, атрибутный анализ, микроимиджер UBI, маркерные исследования, заколонный пакер

Для цитирования

Герасимов Р.В., Сурикова Е.С., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р. Комплексная интерпретация скважинных, маркерных исследований и сейсморазведочных данных для рационального сегментирования горизонтальных скважин в трещиноватом карбонатном коллекторе // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 24–29. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-24-29

Поступила в редакцию: 08.02.2024

GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original Paper

Complex interpretation well logging, marker test and seismic data for correct segmentation of horizontal wells in carbonate fractured reservoir

Gerasimov R.V., Surikova E.S., Muslimov B.Sh., Islamov R.R.
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Abstract

When developing oil rims, horizontal wells with an intelligent completion system are widely used, including wellbore segmentation and installation of automatic inflow control devices. When segmenting, a uniform arrangement of casing packers along the wellbore is often used, the main disadvantage of which is the high risk of loss of tightness when installing the packer into the fractured zone of the reservoir. The paper presents an approach based on the complex interpretation of well and seismic data for predicting zones of increased open fracturing along of design horizontal wells in a carbonate cavernous-fractured reservoir for the purpose of their correct segmentation. This will exclude the risks of leaky planting of casing packers, prevent breakthrough of an undesirable phase (gas, water) to the wellbore during its production and to increase the efficiency of selective stimulation of highly fractured. Dynamic modeling confirmed the effectiveness of the proposed approach.

Materials and methods

The analysis of well logging, marker test made it possible to identify fractured zones along the horizontal hole wells and prove the conductivity of these zones. Attribute analysis of seismic data allows to determine fracture zones, but does not provide information about their conductivity. A complex analysis of well logging with seismic data allows to select attributes for forecasting possible areas of increased fracturing

along planned horizontal hole in order to effectively segment design wells with automatic inflow control devices.

Keywords

segmentation of horizontal wells, fracturing, inflow control devices, attribute analysis, UBI microimager, marker test, casing packer

For citation

Gerashimov R.V., Surikova E.S., Muslimov B.Sh., Islamov R.R. Complex interpretation well logging, marker test and seismic data for correct segmentation of horizontal wells in carbonate fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 25–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-25-29

Received: 08.02.2024

Введение

В связи с истощением легкодобываемых запасов углеводородов в последнее время ведущие нефтедобывающие компании уделяют повышенное внимание трудноизвлекаемому запасам углеводородов. Площадь исследования — район опытно-промышленной разработки (ОПР) пласта рифейского возраста R0. Для эффективной разработки слабопроницаемого доломитового каверново-трещинного коллектора пласта R0 основной целью геологов становится качественный прогноз трещиноватости [1].

При разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов широко используются горизонтальные скважины (ГС). С целью выравнивания профиля притока и предотвращения прорывов газа и воды к стволу скважин по высокопроницаемым трещиноватым зонам все чаще при компоновке заканчивания используются автоматические устройства контроля притока (АУКП) [2]. При планировании компоновочной схемы заканчивания ГС важной технической задачей является проектирование схемы сегментирования — размещения заколонных пакеров, обеспечивающих надежную герметизацию сегментов/интервалов. В скважинах с АУКП герметизация сегментов важна, потому что количество устанавливаемых на сегмент АУКП рассчитывается, исходя из планируемого объема поступающего флюида, а наличие перетоков между сегментами приведет к высокому перепаду давления на АУКП и, как следствие, к ограничению притока с сегмента [3]. Также не будет достигнут эффект при проведении селективной стимуляции скважины. Таким образом, решение задачи сегментирования влияет на технологические и экономические показатели разработки. Вариативность схемы размещения заколонных пакеров может быть как по количеству, так и месту размещения. В неравномерно трещиноватом коллекторе важно, чтобы установка пакеров осуществлялась вне трещиноватых зон для надежной герметизации сегментов.

На площади ОПР на пласт R0 пробурены две ГС, в которых расстановка заколонных пакеров произведена равномерно с одинаковым количеством АУКП на секцию. В скважинах проведен комплекс геофизических (ГИС), промыслово-геофизических (ПГИ) и маркерных исследований. Анализ полученных данных показал неэффективность схемы равномерного размещения заколонных пакеров. Так, один из пакеров попал в трещиноватую зону, что привело к перетокам между сегментами. Актуальной задачей стала разработка подхода использования имеющегося набора геолого-геофизических исследований для рациональной расстановки заколонных пакеров в ГС в низкопроницаемых каверново-трещинных коллекторах. В этом и заключается цель работы.

В условиях ограниченного количества геологической информации и проведенных исследований в скважинах ОПР необходимо использовать комплексный подход интерпретации данных. Для решения поставленной задачи выполнен совместный анализ сейсмических атрибутов с данными

ГИС (широкополосный акустический каротаж (АКШ), микроимиджер UBI), ПГИ и маркерных исследований для определения интервалов повышенной трещиноватости и открытости трещин.

Объект — две горизонтальные скважины, пробуренные на пласт R0 рифейского возраста Восточной Сибири. Рифейский резервуар имеет сложное блоковое строение. Пласт R0 представлен плотными доломитами с каверново-трещинной структурой пустотного пространства.

Схема расстановки заколонных пакеров ГС в низкопроницаемом неравномерно трещиноватом коллекторе

В ходе анализа данных по скважинам ОПР была разработана следующая схема:

1. Выделение зон трещиноватости вдоль ГС по скважинным исследованиям.
2. Определение проводимости выделенных зон: выделение интенсивно работающих интервалов ГС по ПГИ и маркерным исследованиям.
3. Выделение зон трещиноватости вдоль ствола ГС по сейсмическим атрибутам.
4. Установление зависимости между скважинными исследованиями и аномалиями по сейсмическим атрибутам.
5. Выбор сейсмических атрибутов, аномалии по которым хорошо коррелируют с проводимыми трещиноватыми зонами по скважинным исследованиям.
6. Прогноз интервалов проводимой трещиноватости для плановой траектории ГС по выбранному сейсмическим атрибутам для конкретного блока.
7. Проектирование схемы сегментирования ГС таким образом, чтобы положение заколонных пакеров по возможности было вне зон проводимых трещин для надежной изоляции сегментов и корректной реализации проекта заканчивания скважин с АУКП.

Применение подхода

Наиболее достоверную информацию по трещиноватости вдоль ствола скважины дают скважинные микросканеры/телевизоры. По результатам интерпретации микросканеров можно определить координаты, азимут простираения, угол падения трещин. Также для определения трещиноватых интервалов используют кавернометрию, плотностной, нейтронный и широкополосный акустический каротаж [4].

На площади ОПР в одной скважине были проведены АКШ (Sonic Scanner) и исследование ультразвуковым высокоразрешающим микроимиджером UBI. В результате интерпретации материалов выявлены зоны трещиноватости с уверенными признаками проницаемости в сегментах 1, 6, 7, 8 и 9 вдоль ствола ГС (табл. 1, рис. 1).

На следующем шаге проведен анализ данных ПГИ и маркерных исследований для определения основных работающих интервалов ГС.

В скважине № 2 проведен ПГИ аппаратурным комплексом «PLT+», который включает в себя модули термометрии, расходомерии,

резистивиметрии, барометрии, влагометрии. В ходе исследования модуль расходомерии был поврежден, и данные не записаны. Вследствие этого интенсивность работы интервалов определялась по термометрии (рис. 2). По термометрии и шумометрии можно сделать вывод, что в скважине № 2 отсутствует герметичность между 3-м и 4-м сегментами.

Маркерный анализ устьевых проб показывает поинтервальное распределение притока. Основная задача анализа — получение новой и уточнение уже имеющейся по результатам ПГИ информации о профиле и составе притока скважины. В результате маркерных исследований определены рабочие сегменты по скважине № 1 — 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10; по скважине № 2 — 3, 5, 7, 8, 9, 10 (рис. 1, 2).

Недостаток скважинных исследований — их дискретное распределение по площади и малый радиус, который ограничен прискважинной зоной [4]. Преимущество сейсмических данных в том, что они распределены непрерывно в объеме 3D куба. Одна из целей атрибутивного сейсмического анализа — картирование тектонических нарушений и систем трещиноватости. Связь аномалий сейсмических атрибутов в пределах скважины с трещиноватыми зонами по скважинным исследованиям для изучаемого объекта дает возможность использовать кубы атрибутов для определения зон повышенной трещиноватости вдоль плановых скважин.

Анализ геометрических атрибутов многократного сейсмического куба позволяет выявить возможные зоны трещиноватости на качественном уровне. Атрибуты «ant tracking», «variance», «chaos» показывают макронепространственность геологической среды, в том числе вызванные разрывными нарушениями, на основе оценки изменчивости волнового поля по латерали [1]. Атрибут «ant tracking» разработан компанией «Шлюмберже» специально для отслеживания разломов. В работе использовались атрибуты, по которым были выявлены интервалы неоднородности разреза вдоль ствола ГС.

В геологической среде трещиноватость бывает двух основных типов: открытая и закрытая. Изучение трещиноватости с помощью сейсмических атрибутов редко дает возможность уточнить и обосновать ее тип. Аномалии выбранных атрибутов чаще всего интерпретируются как зоны повышенной трещиноватости/разломов, но также могут являться зонами с «залеченными» разломами с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (окременение, цементация, ангидритизация и т.п.).

При анализе разрезов по рассматриваемым кубам вдоль ствола скважины в качестве возможной трещиноватой зоны предлагается рассматривать не только интервалы ГС, которые пересекаются аномалиями атрибута, но и зоны ГС, выше и ниже которых наблюдаются субвертикальные аномалии, которые приближаются к стволу скважины, но не пересекают его, для выделения максимального количества интервалов риска вдоль горизонтальной части ствола [5].

При сопоставлении аномалий по сейсмическим данным вдоль стволов скважин

Табл. 1. Результаты интерпретации АКШ + микроимиджера UBI — интервалы разреза с проницаемыми трещинами по скважине № 1
 Tab. 1. Results of interpretation of Sonic Scanner + UBI microimager – section intervals with permeable fractures in well № 1

| Интервал | Кровля, м | Подшва, м | Мощность, м | Кровля АО, м | Подшва АО, м | Тип |
|----------|-----------|-----------|-------------|--------------|--------------|--------|
| 11 | 2 952,9 | 2 954,6 | 1,7 | 2 019,2 | 2 019,2 | SS_2 |
| 9 | 3 050,8 | 3 052,3 | 1,5 | 2 019,8 | 2 019,8 | SS_2 |
| 9 | 3 063,9 | 3 066,4 | 2,5 | 2 020,1 | 2 020,1 | SS_2 |
| 9 | 3 087,2 | 3 089,0 | 1,8 | 2 020,1 | 2 020,1 | T_SS_2 |
| 8 | 3 153,6 | 3 155,1 | 1,5 | 2 019,3 | 2 019,3 | SS_1 |
| 8 | 3 156,0 | 3 157,0 | 1,0 | 2 019,3 | 2 019,3 | SS_2 |
| 8 | 3 198,2 | 3 199,5 | 1,3 | 2 020,4 | 2 020,4 | SS_2 |
| 8 | 3 235,9 | 3 237,0 | 1,2 | 2 020,3 | 2 020,3 | SS_2 |
| 8 | 3 254,7 | 3 255,6 | 1,0 | 2 020,0 | 2 020,0 | T_SS_2 |
| 8 | 3 286,7 | 3 287,6 | 0,9 | 2 019,3 | 2 019,3 | T_SS_1 |
| 7 | 3 314,5 | 3 315,8 | 1,2 | 2 019,1 | 2 019,2 | SS_2 |
| 7 | 3 361,5 | 3 362,8 | 1,3 | 2 019,6 | 2 019,6 | T_SS_1 |
| 6 | 3 387,8 | 3 388,6 | 0,8 | 2 019,4 | 2 019,4 | T_SS_2 |
| 6 | 3 396,8 | 3 397,4 | 0,6 | 2 019,3 | 2 019,3 | SS_2 |
| 6 | 3 418,7 | 3 420,1 | 1,3 | 2 019,5 | 2 019,5 | T_SS_1 |
| 1 | 3 945,0 | 3 947,9 | 2,9 | 2 020,9 | 2 020,9 | SS_1 |

T — трещиноватая зона по интерпретации имиджей; SS_1 — трещиноватая зона по интерпретации АКШ с уверенными признаками проницаемости; SS_2 — трещиноватая зона по интерпретации АКШ с неуверенными признаками проницаемости

с трещиноватыми интервалами по результатам интерпретации микроимиджера UBI, интенсивно работающими интервалами по ПГИ и маркерных исследований можно прийти к заключению о наличии корреляции (рис. 1, 2). Исключение при маркерных исследованиях составил только интервал 2 в «носочной» части скважины № 1. Вероятно, это связано с погрешностью в определении концентрации маркерного вещества в удаленной области ствола скважины либо с несовершенством технологии отбора проб. Следовательно, выделенные по данным микроимиджера и сейсмическим атрибутам трещиноватые зоны совпадают и являются высокопродуктивными. Вывод позволяет использовать сейсмические атрибуты «ant tracking», «variance», «chaos» для выделения зон проводимой трещиноватости вдоль плановых ГС с целью эффективного сегментирования проектных скважин в пределах единого тектонического блока.

В зонах трещиноватости повышается риск прорыва нежелательной фазы (газ, вода), поэтому предлагаемый подход необходим не только при сегментировании, но и при планировании количества АУКП на сегмент. В сегментах с повышенной трещиноватостью коллектора количество АУКП рассчитывается так, чтобы надежно штучивать приток газа и воды и при этом не создавать препятствия для притока целевого флюида [6]. Для точного определения количества заколонных пакеров и АУКП на сегмент проводится секторное гидродинамическое моделирование [2, 7]. Для количественной оценки эффективности предложенного подхода проведены расчеты гидродинамической секторной модели. В расчетах использована модель многосегментной

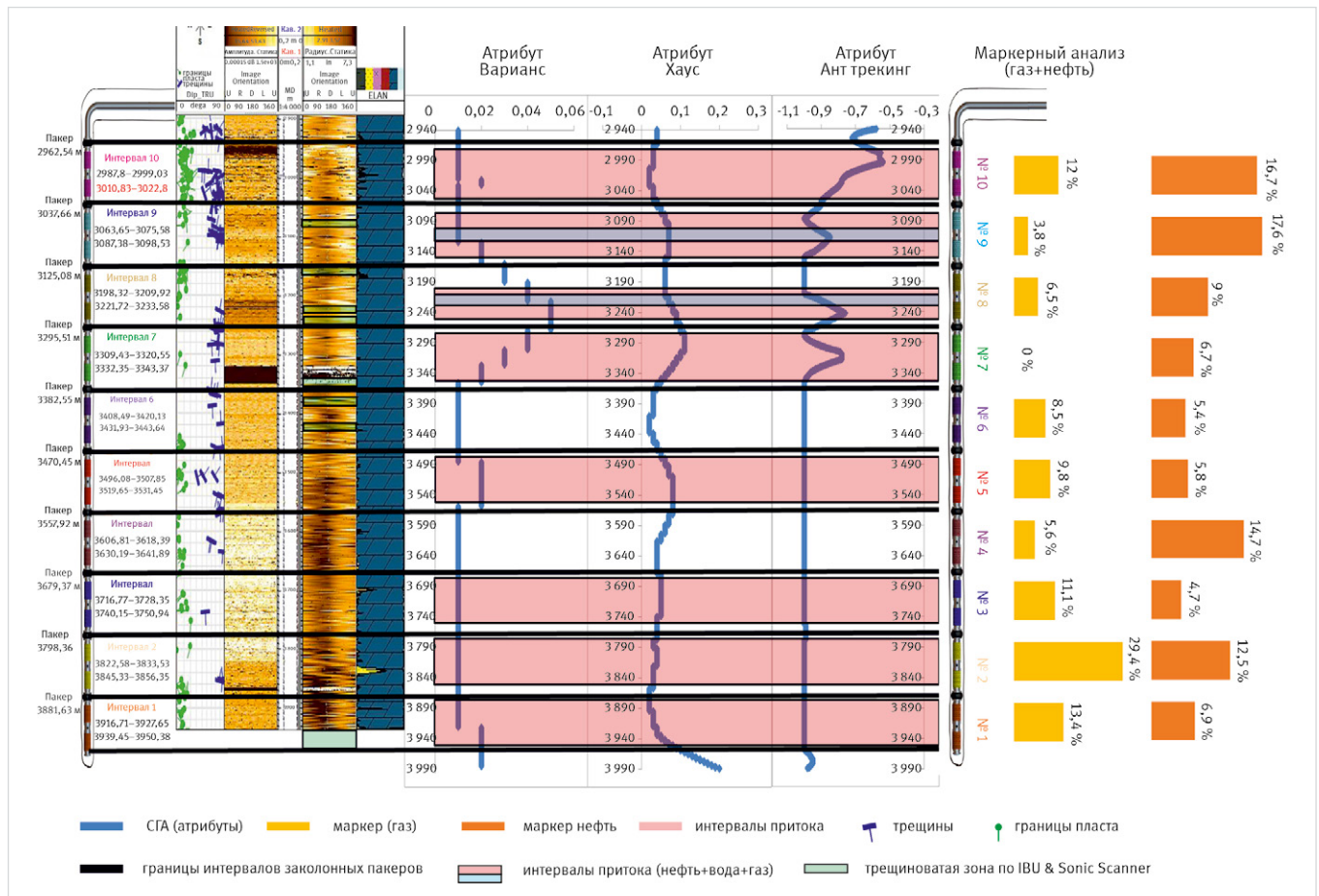


Рис. 1. Сопоставление сейсмических атрибутов с результатами маркерных исследований, АКШ и микроимиджера UBI для скважины № 1
 Fig. 1. Integration of seismic attributes with the results of marker test Sonic Scanner and microimager UBI for well № 1

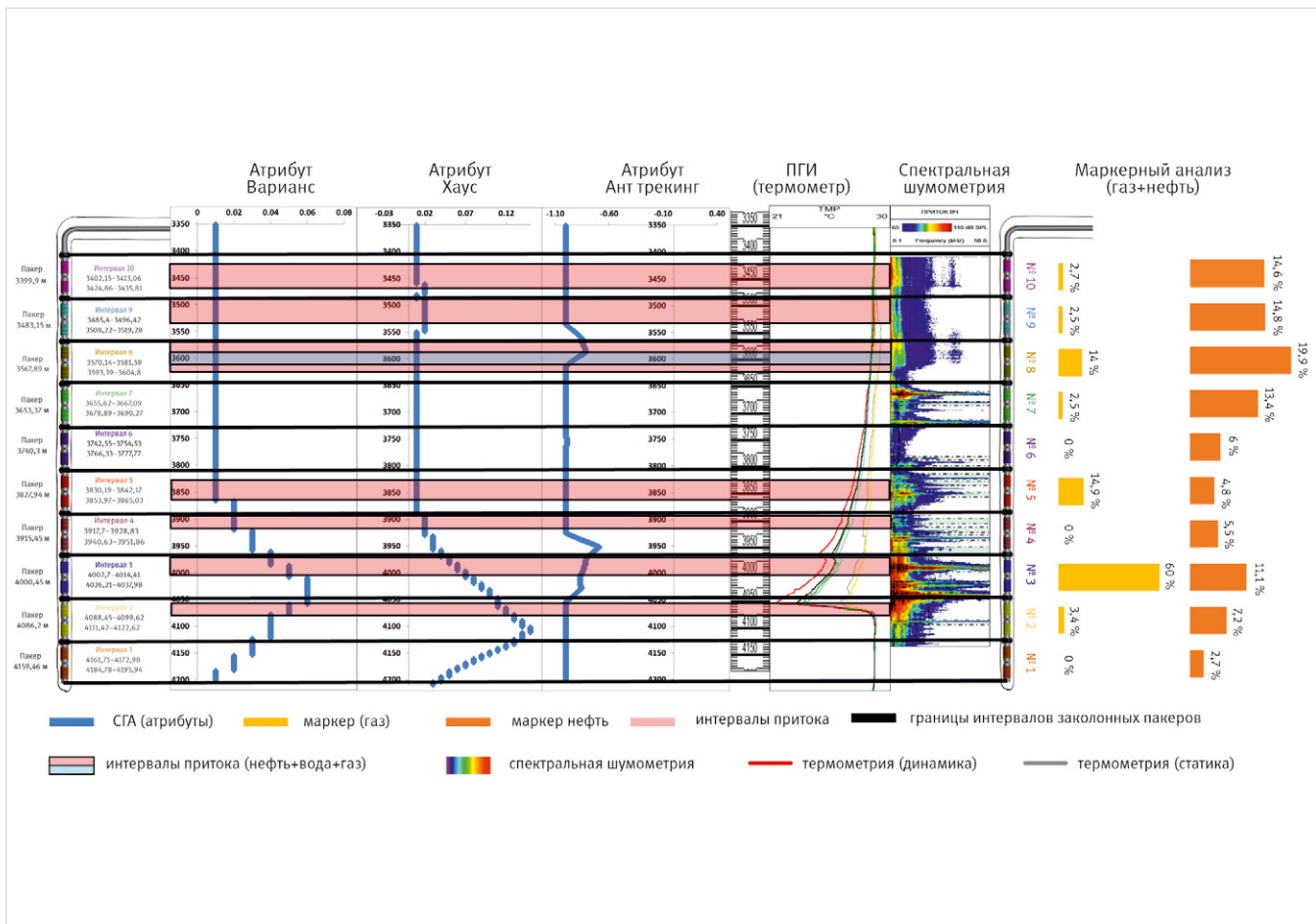


Рис. 2. Сопоставление сейсмических атрибутов с результатами ПГИ и маркерными исследованиями на примере скважины № 2
 Fig. 2. Integration of seismic attributes with the results PLT, marker test for well № 2

скважины с вариантами равномерного (базовый вариант) и неравномерного (вариант 1) размещения заколонных пакеров, учтены ограничения по газонефтному фактору (ГФН) и забойному давлению (Рзаб) (табл. 2, рис. 3). Эффект составляет порядка 18 % в пересчете на накопленную добычу нефти относительно базового варианта.

Итоги

Комплексирование результатов скважинных, маркерных исследований и сейсмических атрибутов «ant tracking», «variance», «chaos» позволит определить место для герметичной посадки заколонных пакеров при сегментировании проектных ГС и будет способствовать эффективной работе АУКП. На примере расчета гидродинамической модели показано, что применение подхода позволит увеличить накопленную добычу нефти на 7,4 тыс. м³ на одну скважину за счет исключения переток флюида между сегментами.

Выводы

При работе с реальным месторождением на начальной стадии разработки специалисты часто сталкиваются с задачей прогноза в условиях ограниченного количества данных. В статье предложена методика расстановки заколонных пакеров в схеме заканчивания ГС в низкопроницаемом каверново-трещинном коллекторе. При блоковом строении месторождения подобный анализ необходимо проводить для каждого тектонического блока, т.к. аномальные зоны, выделенные по сейсмическим атрибутам, могут являться как высокопроницаемыми трещиноватыми зонами, так и

уже «залеченными» разломами — зонами с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Предполагается равномерное развитие вторичных изменений в одном блоке. Следовательно, полученные корреляционные зависимости между ГИС и сейсмическими атрибутами можно распространить на локальную, геологически однородную зону одного тектонического блока или площадь отдельного куста. Рекомендуется проводить расширенный комплекс скважинных исследований (АКШ, микроимиджер, ПГИ, маркерные исследования) для нескольких скважин в каждом отдельном блоке для повышения надежности корреляционных зависимостей с сейсмическими атрибутами.

Для локальной геологической зоны или куста с целью рациональной расстановки заколонных пакеров при сегментировании скважин с АУКП предлагается проводить совместную интерпретацию данных ПГИ, ГИС, маркерных исследований и сейсмических атрибутов для эталонных скважин с целью выбора на их основе сейсмических атрибутов для осуществления прогноза зон повышенной открытой трещиноватости вдоль ГС проектных скважин. Это позволит проектировать заканчивание ГС, исключая риски негерметичной посадки заколонных пакеров, предотвратить преждевременный прорыв нежелательной фазы (газ, вода) к стволу скважины во время ее эксплуатации и повысить эффективность проведения селективной стимуляции высокотрещиноватых сегментов. Расчеты гидродинамической модели подтвердили эффективность предложенного подхода по неравномерной расстановке заколонных пакеров. Прирост

накопленной добычи нефти по скважине составил 18 %.

Литература

- Орехов А.Н., Аминов М.М. Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 9. С. 230–238.
- Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 36–41.
- Ашин М.С., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш., Трифионов 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.
- Орехов А.Н., Аминов М.М. Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 6. С. 198–209.
- Черепанов Е.Н. Сейсмогеологический анализ в процессе эксплуатационного бурения — инструмент

Табл. 2. Результаты моделирования вариантов расстановки заколонных пакеров для скважины № 1

Tab. 2. Modeling results for casing packer placement options for well № 1

| Вариант | Накопл. добыча нефти, тыс. м ³ | Накопл. добыча газа, тыс. м ³ | ГНФ, м ³ /м ³ | Макс. обводненность, % | Прирост по накоп. добыче нефти, % |
|-----------|---|--|-------------------------------------|------------------------|-----------------------------------|
| Базовый | 40,8 | 49,4 | 1 900 | 8 | +18 |
| Вариант 1 | 48,2 | 77,3 | 2 400 | 10 | |

повышения успешности бурения и снижения себестоимости разработки месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 7. С. 37–48.

6. 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.

7. 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.

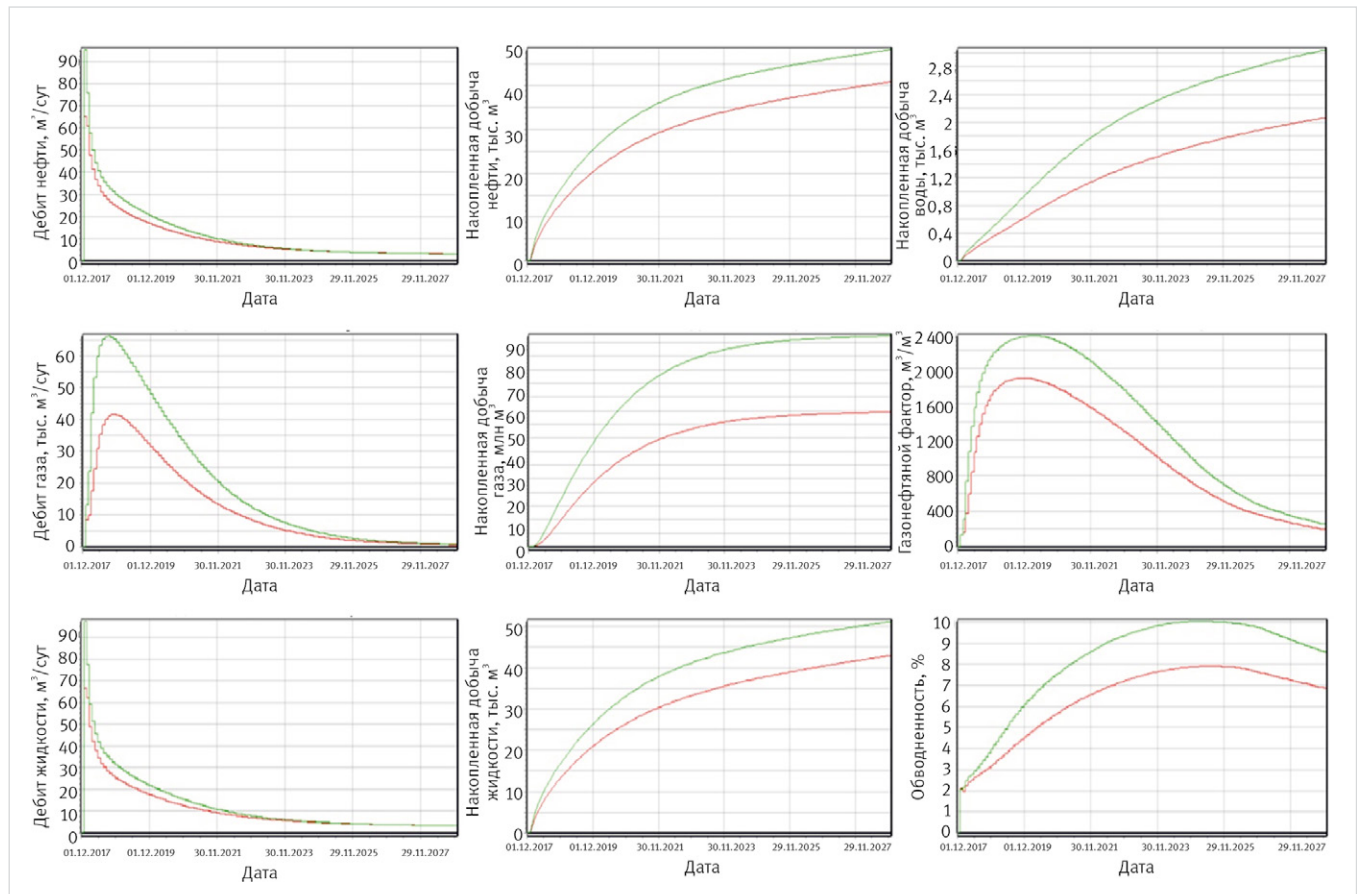


Рис. 3. Результаты расчета по двум вариантам (красный цвет – базовый, зеленый – вариант 1)
Fig. 3. Calculation results for two groups (red color – basic, green – option 1)

ENGLISH

Results

Complexing of the results of well logging, marker test and seismic attributes “ant tracking”, “variance”, “chaos” will allow to determine the place for hermetically sealed planting of casing packers when segmenting design gas well and will contribute to the effective operation of the AICD. Application of the approach will allow increasing cumulative oil production by 7,4 th. m³ for each well by eliminating fluid cross-flows between segments.

Conclusions

Specialists are often faced with the task of forecasting in conditions of a limited amount of data when working with a real field at the initial stage of development. The article proposes a method for placing casing packers in a horizontal well completion scheme in a low-permeability cavernous-fractured reservoir.

If the field has a block structure, a similar analysis must be carried out for each tectonic block, because anomalous zones identified by seismic attributes can be both highly permeable fractured zones and already healed faults – zones with deteriorated filtration-capacitive

properties. The uniform development of secondary changes in one block is assumed. Good dependencies are obtained for local, geologically homogeneous zones and individual bushes. It is recommended to carry out an expanded set of well logging (Sonic Scanner, microimager, PLT, marker test) for several wells in each individual block to increase the reliability of correlation dependencies with seismic attributes.

For a local geological zone or bush wells, in order to rationally arrange casing packers when segmenting wells with AICD, it is recommended to carry out a complex interpretations of the well logging, marker test and seismic attributes for reference wells for the purpose of selecting them based on attributes for predicting zones of increased open fracturing along of design horizontal wells. This will exclude the risks of leaky planting of casing packers, prevent breakthrough of an undesirable phase (gas, water) to the wellbore during its production and to increase the efficiency of selective stimulation of highly fractured segments.

Calculations carried out on a dynamic model confirmed the effectiveness of the proposed approach for uneven placement of casing packers. The increase cumulative oil production to 18 % per well.

References

1. Orekhov A.N., Amani M.M. Informativity of geometric attributes for predicting reservoir fractures on the example of hydrocarbons deposit in Tomsk region. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 2019, Vol. 330, issue 9, P. 230–238. (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. Ashin M.S., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh., Trifonov A.I., 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).
4. Orekhov A.N., Amani M.M. Possibilities of geophysical methods for predicting reservoir fractures. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 2019, Vol. 330, issue 6, P. 198–209. (In Russ).
5. Cherepanov E.N. Seismo-geological analysis while drilling (SGA) – a tool for drilling successful wells and cost reduction of oil and gas field development. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 7, P. 37–48. (In Russ).
6. Zyuzev 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).
7. 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).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Герасимов Роман Викторович, ведущий специалист отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Сурикова Екатерина Сергеевна, кандидат геолого-минералогических наук, главный специалист отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Муслимов Булат Шамилевич, заместитель начальника управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Исламов Ринат Робертович, начальник отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Gerasimov Roman Viktorovich, leading specialist of the department of oil and gas reservoirs development, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Surikova Ekaterina Sergeevna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, main specialist of the department of oil and gas reservoirs development, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Muslimov Bulat Shamilevich, deputy head of the department of oil and gas fields development PNG, SI, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Islamov Rinat Robertovich, head of the department of oil and gas reservoirs development, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia



03–07 ИЮНЯ 2024, ТЮМЕНЬ,
отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN»,
конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

15–19 ИЮЛЯ 2024, ТЮМЕНЬ,
отель «ЛЕТОЛЕТО», конференц-зал «ИюньИюль»

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

02–06 СЕНТЯБРЯ 2024, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ, БЕЛОКУРИХА, АЛТАЙСКИЙ КРАЙ

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

07–11 ОКТЯБРЯ 2024, ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN»,
конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»

«Кадровый ресурс – потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала»

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**