

УДК 550.822.7

*С.А. Сверкунов<sup>1,2</sup>, e-mail: dobro\_75@mail.ru*

<sup>1</sup> Кафедра нефтегазового дела, Иркутский национальный исследовательский технический университет (Иркутск, Россия).

<sup>2</sup> Лаборатория геологии нефти и газа Института земной коры СО РАН (Иркутск, Россия).

## **Алгоритм первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности с комбинированным регулируемым давлением**

Рассмотрен алгоритм первичного вскрытия горизонтальными стволами эксплуатационных скважин продуктивных пластов с углеводородным насыщением.

Технология первичного вскрытия нефтегазонасыщенной рифейской карбонатной залежи горизонтальным стволом большой протяженности должна быть подобрана именно под объект, который может характеризоваться полными поглощениями, т.е. под вскрытие зоны карстово-жильного типа с аномально высокой гидропроводностью, зоны провала компоновки низа буровой колонны (КНБК). Проблемой первичного вскрытия горизонтальным бурением карбонатных пластов с кавернозно-трещинным типом коллектора является крайне высокая проницаемость трещинной системы и крайне малый диапазон предельно допустимых давлений начала поглощения и начала проявления (или их градиентов). На практике это выражается резким переходом циркуляционной системы (пласт – скважина) из состояния поглощения бурового раствора в состояние газонефтеводопроявления. По результатам исследований автора, бурение с замкнутым контуром с контролем давления в сочетании с азотированием бурового раствора на депрессии – единственная технология первичного вскрытия, которая не зависит от удельного веса раствора, исключает многонедельные поглощения, кольматацию как подход и не требует закачки вязких пачек. В то же время автор приходит к принципиально новому заключению, что технологии первичного вскрытия рифея неприменимы в чистом виде – так, как они предлагаются специализированными буровыми компаниями-операторами в версиях «только депрессия на всей протяженности открытого ствола 1070 м», «вскрытие на равновесии на всей протяженности открытого ствола 1070 м», «на репрессии на всей протяженности открытого ствола 1070 м».

Основная причина ограничений применимости «чистых» версий кроется в несовпадении реально допустимого и фактического достигаемого при вскрытии коридоров перепадов эквивалентных давлений, которые существуют при любой технологии и зависят при прочих равных условиях только от протяженности открытого горизонтального ствола.

**Ключевые слова:** эксплуатационное бурение, горизонтальный ствол, управление скважиной, поглощение, комбинированное регулируемое давление.

.....

*S.A. Sverkunov<sup>1,2</sup>, e-mail: dobro\_75@mail.ru*

<sup>1</sup> Chair of Oil and Gas Engineering, Irkutsk National Research Technical University (Irkutsk, Russia).

<sup>2</sup> Laboratory of Oil and Gas Geology of Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Irkutsk, Russia).

## **Algorithm of primary exposing of a composite vugular and fracture carbonate oil and gas formation by means of a long horizontal shaft with the combined adjustable pressure**

Let us consider the algorithm of producing reservoir with hydrocarbon saturation primary opening with operational well horizontal wellbores.

The technology for primary opening of the Riphean oil and gas saturated carbonate deposit with a long horizontal wellbore shall be selected exactly for the object which can be characterized by no returns, i.e. for opening the zone of

a karst and vein type with anomaly high conductivity, the zone of the bottom hole assembly (BHA) caving. The problem associated with the primary opening of carbonate deposits with a cavernous-fractured reservoir with horizontal drilling is very high permeability of the fracture system and very low range of maximum allowable pressure during the lost circulation and kick beginning (or their gradients). In practice this is manifested by drastic transition of the circulation system (reservoir – well) from lost circulation to gas-oil-water shows condition. Following the results of the author's researches, loop system drilling with pressure control in combination with drilling mud nitrogenization at depression is the only technology of primary opening that does not depend on the mud specific weight, excludes weeks-long lost circulations, colmatage as an approach and does not require injection of slug pills. At the same time the author comes to a fundamentally new conclusion that the technologies of the Riphean primary opening are not applicable per se, since they are offered by specialized drilling operators in the following versions: «only depression throughout 1,070 m open wellbore», «opening at balance throughout 1,070 m open wellbore», «at repression throughout 1,070 m open wellbore».

The main reason for restricting the applicability of the «pure» versions is inconsistency between equivalent pressure differentials that are really allowable and actually achieved during the corridors opening, that are associated with any technology and depend, all things being equal, only on the length of an open horizontal wellbore.

**Keywords:** operational drilling, horizontal wellbore, well management, lost circulation, combined controlled pressure.

На сегодняшний день в условиях сложного карбонатного кавернозно-трещинного нефтегазонасыщенного коллектора с аномально низким пластовым давлением применение традиционной технологии бурения на репрессии и технологии бурения на депрессии в чистом виде ограничено в связи с геологическими особенностями объекта (например, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (ЮТ НГКМ)). Это связано с высоким давлением насыщения нефти, практически равным пластовому давлению (пластовое давление – 21,4 МПа, давление насыщения – 21,2 МПа), высоким газовым фактором (до 500 м<sup>3</sup>/сут.), низким значением градиента поглощения, фактически равным значению коэффициента аномальности (0,091 МПа на 10 м), ограничением в допустимых значениях депрессии на пласт, зависящих от величины раскрытости трещин (0,3–1,5 МПа), большие дебиты нефти (до 500–600 м<sup>3</sup>/сут.). Совокупность данных факторов при использовании технологии бурения на депрессии в чистом виде приведет к неконтролируемому газонефтепроявлению, в связи с тем что однофазный поток нефти при создании даже минимальных депрессий

(от 0,3 МПа) в призабойной зоне пласта будет переходить в двухфазный. При этом количество получаемого газа может достичь 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и более, что сделает невозможным продолжение работ по бурению горизонтальной скважины без ликвидации газонефтепроявления, а значит, и глушения скважины [5, 6]. Скважина также может перейти в режим фонтанирования газом в результате его прорыва через высокопроницаемые трещины (раскрытость трещин – 1–10 мм и более) карбонатного коллектора. Управление величиной притока в условиях минимальных депрессий, создаваемых на пласт, становится также невыполнимой задачей, так как на практике из сложных карбонатных кавернозно-трещинных пластов получены притоки до 600 м<sup>3</sup>/сут. нефти при депрессиях 0,15–0,2 МПа. Существует вероятность недоведения скважины до планового забоя и, следовательно, получения существенно меньших расчетных притоков нефти и газа на расчетный срок эксплуатации. Бурение на репрессии сопровождается непрекращающимися поглощениями и проявлениями. Авторами разработан эффективный алгоритм первичного вскрытия гори-

зонтальным стволом большой протяженности в сложных геологических условиях карбонатного кавернозно-трещинного нефтегазонасыщенного пласта с высокими значениями раскрытости трещин, когда пластовая углеводородная система характеризуется аномально низким пластовым давлением, а давление насыщения практически равняется пластовому давлению [4]. Техническим результатом является технологическая и экономическая эффективность разработки залежи нефти и газа.

Заявлен алгоритм первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности, включающий использование базовых технологий бурения на депрессии и репрессии. При этом определяют границы допустимых величин диапазонов депрессии ( $\Delta_{\text{депрессии}}$ ) и репрессии ( $\Delta_{\text{репрессии}}$ ) для кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта на основе горно-геологических данных, полученных при бурении и освоении предыдущих разведочных и эксплуатационных скважин. Далее в процессе бурения горизонтального ствола с зам-

Ссылка для цитирования (for citation):

Сверкунов С.А. Алгоритм первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности с комбинированным регулируемым давлением // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 3. С. 34–39.  
Sverkunov S.A. Algorithm of primary opening of difficult kavernožno-treshchinnogo of carbonate oil and gas saturated layer the horizontal trunk of big extent with the combined adjustable pressure (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2016, No. 3, pp. 34–39.

кнутым контуром забойное давление ( $P_{\text{забойное}}$ ) в скважине поочередно сначала поддерживают ниже пластового давления ( $P_{\text{пластовое}}$ ) в рамках заданного диапазона депрессии, затем забойное давление увеличивают выше пластового давления в рамках заданного диапазона репрессии. Объединенный допустимый диапазон комбинированного динамического забойного давления описывается неравенством:

$$P_{\text{пластовое}} + \Delta_{\text{репрессии}} \geq P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{пластовое}} - \Delta_{\text{депрессии}}$$

Регулирование забойного давления осуществляется при помощи дросселирования на устье скважины, где величина давления дросселирования ( $P_{\text{дроссель}}$ ) в режиме депрессии определяется неравенством:

$$P_{\text{пластовое}} - P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{дроссель}} \geq (P_{\text{пластовое}} - \Delta_{\text{депрессии}}) - P_{\text{забойное}}$$

а в режиме репрессии – неравенством:

$$(P_{\text{пластовое}} + \Delta_{\text{репрессии}}) - P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{дроссель}} \geq P_{\text{пластовое}} - P_{\text{забойное}}$$

Другими словами, алгоритм представляет собой поочередный перевод забойного давления на ось пластового давления, либо выше, либо ниже его значений в зависимости от ситуации в скважине, горизонтальное бурение в переходном (комбинированном) режиме.

Сущность предложенной технологии – в поддержании забойных давлений в горизонтальном стволе скважины в рамках заранее определенных диапазонов депрессии и репрессии по алгоритму поочередного перевода скважины в режим проявления и поглощения, позволяющему вести проводку, углубление скважины по нефтегазонасыщенному пласту в осложненных условиях. Поочередный перевод скважины из проявления в поглощение предотвращает переход скважины в неконтролируемое газонефтеводопроявление, так как за этапом притока флюида из скважины следует этап задавки флюида в скважину (в пласт). Применение технологии бурения на комбинированном динамиче-

ском забойном давлением представляет собой регулируемый замкнутый цикл циркуляции.

Базовыми здесь являются технологии бурения на депрессии, на репрессии и на равновесии (балансе). Бурение на депрессии представляет собой бурение с постоянным притоком пластового флюида в скважину ( $P_{\text{забойное}} < P_{\text{пластовое}}$ ). Бурение на репрессии представляет собой бурение с постоянным поглощением (для сложного карбонатного кавернозно-трещиноватого пласта с аномально низким пластовым давлением (АНПД)) бурового раствора в скважину ( $P_{\text{забойное}} >> P_{\text{пластовое}}$ ). Бурение на равновесии представляет собой бурение при давлениях, чуть больших или равных пластовому давлению ( $P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{пластовое}}$ ), сопровождающееся в вышеописанном пласте частичными поглощениями. Однако в чистом виде ни одна из представленных технологий бурения в условиях сложного карбонатного кавернозно-трещинного нефтегазонасыщенного пласта неприменима либо очень ограничена в диапазоне динамических забойных давлений применения. Так, технология бурения на депрессии применима в крайне узком диапазоне допустимых текущих забойных давлений ниже пластового давления.

Для одного из месторождений Юрубчено-Тохомского ареала величина допустимой депрессии на пласт варьирует в зависимости от величины раскрытости трещин. При раскрытости трещин до 1 мм допустимая величина депрессии (разница (дельта) между забойным и пластовым давлением –  $\Delta_{\text{депрессии}}$ ) составляет 1,6 МПа, при раскрытости 2–5 мм – 0,7 МПа, при раскрытости более 10 мм – 0,3 МПа. Для технологии бурения на репрессии и на равновесии для данного месторождения установлена максимальная разница (дельта) между забойным и пластовым давлением ( $\Delta_{\text{репрессии}}$ ). При репрессии более 0,3 МПа выше пластового давления интенсивность поглощения становится более 12 м<sup>3</sup>/час, что превышает технологический предел по возобновлению объемов бурового раствора путем его приготовления на буровой.

## ТАКИМ ОБРАЗОМ, ДИАПАЗОН ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ ДЛЯ ОПИСАННЫХ ВЫШЕ ТЕХНОЛОГИЙ МОЖНО ПРЕДСТАВИТЬ НЕРАВЕНСТВАМИ:

а) для технологий бурения на репрессии и на равновесии

$$P_{\text{пластовое}} \leq P_{\text{забойное}} \leq P_{\text{пластовое}} + \Delta_{\text{репрессии}} \quad (1)$$

б) для технологии бурения на депрессии

$$P_{\text{пластовое}} \geq P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{пластовое}} - \Delta_{\text{депрессии}} \quad (2)$$

Для повышения качества первичного вскрытия продуктивного пласта с углеводородным насыщением и обеспечения текущих показателей проходки в цикле бурения горизонтальных стволов в сложившихся геологических условиях применительно к сложному карбонатному типу коллектора и гидродинамическим условиям залежи (АНПД, высокий газовый фактор) предлагается внедрение технологий на комбинированном динамическом забойном давлении с замкнутым контуром циркуляции. Предложенный авторами алгоритм первичного вскрытия природных трещинных резервуаров горизонтальными стволами большой протяженности с регулируемым комбинированным динамическим давлением позволяет объединить в гидравлической программе рабочие диапазоны забойных давлений технологий на репрессии, на равновесии и на депрессии. Данный диапазон может быть представлен неравенством:

в) для технологии комбинированного динамического давления

$$P_{\text{пластовое}} + \Delta_{\text{репрессии}} \geq P_{\text{забойное}} \geq P_{\text{пластовое}} - \Delta_{\text{депрессии}} \quad (3)$$

Применение заявляемой технологии первичного вскрытия горизонтальным бурением с комбинированным регулируемым давлением с замкнутым контуром расширяет допустимый рабочий диапазон забойных давлений при первичном вскрытии сложного карбонатного кавернозно-трещинного коллектора с АНПД за счет суммирования допусти-

мых диапазонов забойных давлений для технологий бурения на репрессии и на депрессии.

Регулирование забойного давления в скважине осуществляется за счет компенсации давления дросселирования на выкидной линии на устье скважины. Диапазон давления дросселирования ( $P_{\text{дроссель}}$ ) для вышеперечисленных и заявляемой технологии может быть представлен неравенствами:

а) для технологии бурения на репрессии и на равновесии:

$$\begin{aligned} (P_{\text{пластовое}} + \Delta_{\text{репрессии}}) - P_{\text{забойное}} &\geq \\ P_{\text{дроссель}} &\geq P_{\text{пластовое}} - P_{\text{забойное}} \end{aligned} \quad (4)$$

б) для технологии бурения на депрессии:

$$\begin{aligned} P_{\text{пластовое}} - P_{\text{забойное}} &\geq P_{\text{дроссель}} \geq (P_{\text{пластовое}} - \\ \Delta_{\text{депрессии}}) - P_{\text{забойное}} \end{aligned} \quad (5)$$

в) для технологии комбинированного динамического давления:

$$\begin{aligned} (P_{\text{пластовое}} + \Delta_{\text{репрессии}}) - \\ P_{\text{забойное}} &\geq P_{\text{дроссель}} \geq \\ (P_{\text{пластовое}} - \Delta_{\text{депрессии}}) - P_{\text{забойное}} \end{aligned} \quad (6)$$

Выражения в скобках характеризуют горно-геологические условия залегания нефтегазонасыщенного пласта (характеристика углеводородной системы).

$P_{\text{забойное}}$  находится в прямой зависимости от плотности бурового раствора в скважине.  $P_{\text{дроссель}}$  имеет область значений выше нуля. В связи с этим при получении значений  $P_{\text{дроссель}}$  ниже 0 (выход за область рабочих значений заданного диапазона) необходима корректировка забойного давления в сторону уменьшения путем снижения плотности бурового раствора (разбавление, азотирувание и т.д.).

Предложенная технология более подробно проиллюстрирована на основе геологических и технических данных по ЮТ НГКМ.

Важно уточнить горно-геологические условия и допустимые технологические диапазоны для выбранных условий (рифей, Юрубчено-Тохомское месторождение). Давление будет варьировать в диапазоне от 203,34 кгс/см<sup>2</sup> (19,9 МПа) – 218,34 кгс/см<sup>2</sup> (21,4 МПа) для

технологии бурения на депрессии) и 218,34 кгс/см<sup>2</sup> (21,4 МПа) – 221 кгс/см<sup>2</sup> (21,7 МПа) (для технологии бурения на репрессии) (рис. 1). Верхняя граница обозначает максимально приемлемую интенсивность поглощения (взята из фактических данных бурения скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении). Нижняя граница описывает максимально возможную депрессию на пласт и зависит от проницаемости трещинных систем карбонатного пласта.

Технология бурения на репрессии позволяет бурить горизонтальный ствол только в диапазоне от 218,34 кгс/см<sup>2</sup> (21,4 МПа) до 221 кгс/см<sup>2</sup> (21,7 МПа) (без учета требований правил безопасности нефтяной и газовой промышленности, с применением вращающегося превентора). А технология бурения на депрессии позволяет бурить, то есть вести углубление скважины с возвратом бурового раствора по циркуляции, только в диапазоне 203,34 кгс/см<sup>2</sup> (19,9 МПа) – 218,34 кгс/см<sup>2</sup> (21,4 МПа).

При объединении этих технологий в одну диапазон допустимых забойных давлений при бурении расширяется более чем в два раза, тем самым расширяя технологические возможности предлагаемой технологии бурения с комбинированным динамическим забойным давлением.

Учитывая исследования [7], определена максимально жесткая граница депрессии на пласт (нижняя граница для раскрытости трещин – более 10 мм). Она

составляет 3 кгс/см<sup>2</sup> (0,3 МПа), т.е. не ниже 215,34 кгс/см<sup>2</sup> (21,1 МПа).

По фактическим данным, полученным при бурении, определена верхняя граница приемлемой интенсивности поглощения (12 м<sup>3</sup>/час), увязанной нами с технической и технологической возможностью приготовления бурового раствора и пополнения объема циркуляции. Она составляет 3 кгс/см<sup>2</sup> (0,3 МПа), то есть не выше 221 кгс/см<sup>2</sup> (21,7 МПа).

Суть алгоритма первичного вскрытия горизонтальным бурением в условиях замкнутого закрытого контура с комбинированным регулируемым давлением можно также описать на графике совмещенных давлений (рис. 1). Из графика видно, что временные циклы, промежутки бурения на депрессии чередуются с промежутками бурения на репрессии. При этом промежутки бурения на депрессии будут короче в связи с тем, что расчетный дебит скважины при забойном давлении 215 кгс/см<sup>2</sup> (21,1 МПа) будет равняться 15–25 м<sup>3</sup>/час. При этом интенсивность поглощения при забойном давлении 221 кгс/см<sup>2</sup> (21,7 МПа) не превышает 12 м<sup>3</sup>/час.

Заявленный алгоритм требует плавного включения насосов и одновременного снижения давления на дросселе. Так же при остановках: при плавном снижении расхода промывочной жидкости на насосах плавно поднимается давление на дросселе. При резком включении и отключении насосов возможно фор-



Рис. 1. Процесс первичного вскрытия с комбинированным регулируемым давлением (график совмещенных давлений)

Fig. 1. Process of primary exposing under a combined regulated pressure (integrated pressure chart)

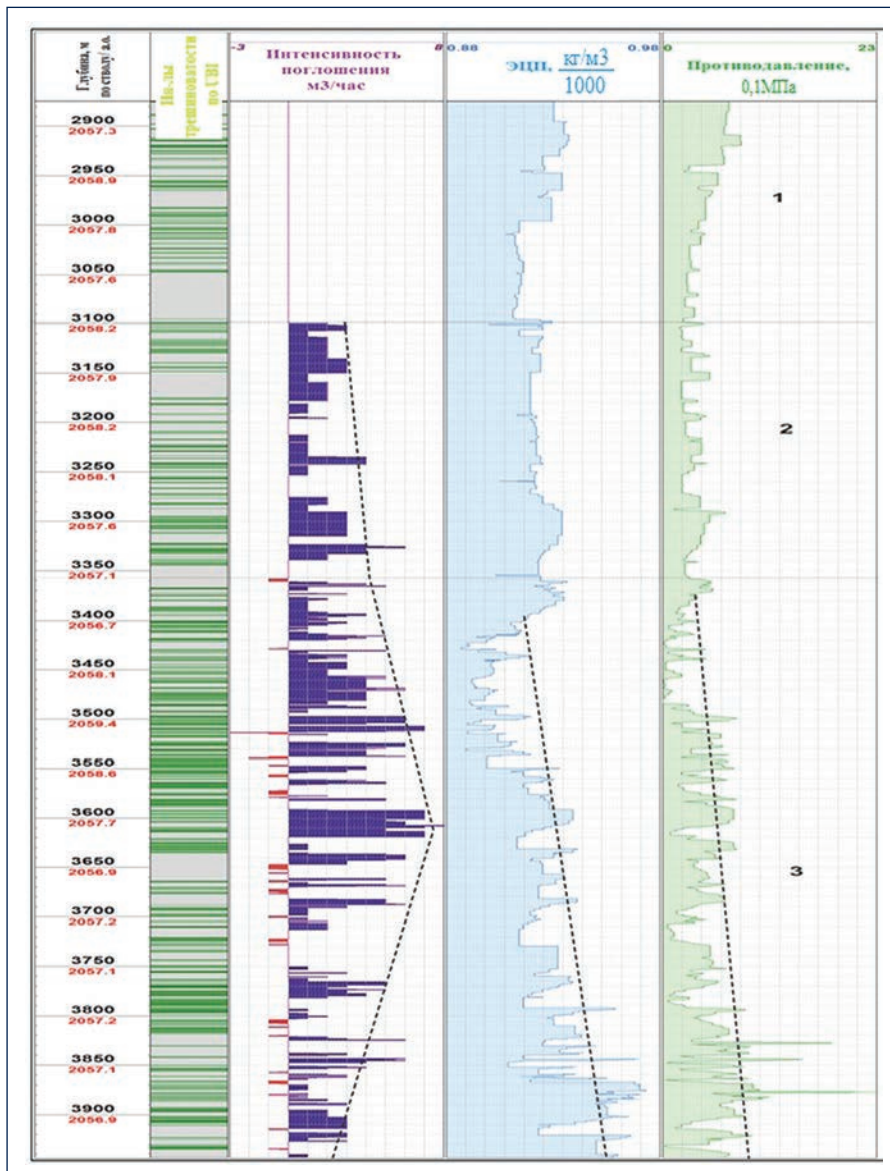


Рис. 2. Анализ первичного вскрытия сложного трещиноватого карбонатного коллектора рифея с применением технологии MPD-регулируемого давления/первичного вскрытия с комбинированным регулируемым давлением. Юрубченская залежь. Сопоставление текущих результатов первичного вскрытия горизонтального участка 1000 м в нефтедобывающей скважине (полная циркуляция, проявление, поглощение бурового раствора) и участков активной трещиноватости по данным комплекса ГИС. Синий цвет – поглощение; красный – проявление [8]  
 Fig. 2. Analysis of primary exposing of a composite fissured carbonate Riphean reservoir using the technology of "MPD regulated pressure"/primary exposing under a combined regulated pressure. The Yurubcheno deposit. Comparison of the current results of primary exposing of the horizontal area of 1,000 m in the oil producer (total circulation, drilling mud development, loss) and the active fracturing areas according to the data of the geophysical investigation complex. Blue color – loss; red color – development [8]

мирование газовых пузырей на забое скважины, негативное импульсное воздействие на трещины призабойной зоны пласта. Все оборудование подбирается исходя из фактических горно-геологических

условий в скважине и составляет стандартный комплект оборудования для технологии бурения на депрессии. В 2012–2013 гг. на месторождении испытана обоснованная авторами технология горизонтального бурения

с комбинированной технологией, с контролем забойного давления при вскрытии продуктивного карбонатного коллектора. Заявляемые результаты при бурении с данной технологией были достигнуты. На рисунке 2 показан анализ первичного вскрытия сложного трещиноватого карбонатного коллектора рифея Юрубченской залежи с применением технологии комбинированного регулируемого давления. Также изображено сопоставление текущих результатов первичного вскрытия горизонтального участка 1000 м в нефтедобывающей скважине (полная циркуляция, проявление, поглощение бурового раствора) и участков активной трещиноватости по данным комплекса ГИС. Синий цвет – поглощение; красный – проявление. Подтвердился тот факт, что при бурении карбонатного кавернозно-трещинного коллектора равновесные условия в открытом горизонтальном стволе скважины создать невозможно. То есть бурение на равновесии также ограничено в силу специфических свойств сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта.

## ВЫВОДЫ

Апробация изложенных технологических приемов и обоснованных технических решений подтвердила ряд закономерностей, установленных впервые. 1. Подтверждено экспериментально, что значение давления начала поглощения в системе «скважина – пластовая углеводородная система» при первичном вскрытии горизонтальным стволом нефтегазонасыщенного сильнотрещиноватого кавернозного карбонатного коллектора с АНПД равняется значению пластового давления. Равновесие в скважине не может быть обеспечено в буровом цикле в динамических условиях циркуляции, так как величина забойного давления может изменяться в пределах нескольких кгс/см<sup>2</sup>, чего будет достаточно для начала поглощения либо проявления. В итоге управляемость скважины достигается в определенной точке горизонтального ствола только в статических условиях. Управляемое давление (равновесие) ни в точке, ни на всей протяженности

горизонтального ствола поддерживать не удастся.

2. До глубины 250 м от зоны поглощения по горизонтальному стволу бурение проводилось с использованием технологии первичного вскрытия с регулируемым давлением (с приемлемым поглощением, так как давление начала поглощения равно давлению начала проявления). Далее после 250 м был апробирован подход к первичному вскрытию с комбинированным регулируемым давлением. Начались попытки перевода скважины в режим проявления. По графику хорошо видно, что примерно с отметки 500 м горизонтального ствола от первой зоны поглощения его интенсивность росла и превысила приемлемые значения. В этот момент перехода в режим про-

явления не производилось. Далее вновь бурение было продолжено с применением комбинированного динамического давления. Перевод скважины поочередно в режим проявления и поглощения позволил существенно снизить интенсивность потерь бурового раствора. Важным, по мнению автора, здесь является выход ниже заданного диапазона депрессии, так как длительный режим работы в данных условиях может спровоцировать прорыв газовой шапки залежи.

3. Авторская версия подхода к первичному вскрытию бурением горизонтальных стволов с комбинированным регулируемым давлением в доверительном рабочем диапазоне забойных давлений для условий сильнотрещиноватого ка-

вернозного карбонатного коллектора позволила вести первичное вскрытие горизонтальным стволом в условиях минимальных интенсивностей поглощений и проявлений при соблюдении требований безопасности работ. Научно-практическое решение обозначенных задач в циклах бурения горизонтальных стволов большой протяженности через внедрение предлагаемого алгоритма первичного вскрытия позволяет серьезно сократить материальные и временные затраты на скважине при повышении уровня безопасности выполняемых работ, а также довести все горизонтальные скважины до проектного забоя без кольматации, что на практике реализовано на конкретной скважине (рис. 2).

#### Литература:

1. Патент РФ 2540701, кл. E21B21/14, 2013.
2. Патент РФ 2199646, кл. E21B21/14, 2002.
3. Патент РФ 2455453, кл. E21B21/08, 2008.
4. Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г., Сираев Р.У. Способ первичного вскрытия сложного кавернозно-трещинного карбонатного нефтегазонасыщенного пласта горизонтальным стволом большой протяженности: заявка на пат. РФ № 2015143851 от 13.10.2015.
5. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. М.: Научный мир, 2011. 420 с.
6. Кутукова Н.М. Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2009. № 3. С. 6–10.
7. Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Разяпов Р.К., Конторович А.А., Красильникова Н.Б. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. 2011. № 4. С. 104–107.
8. Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г. Гидродинамические ограничения технологии первичного вскрытия «с закрытым контуром» в условиях трещинно-кавернового карбонатного коллектора с АНПД на примере Юрубчено-Тохомского месторождения // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Мат-лы Всероссийской научной конференции молодых ученых, посвященной 80-летию акад. А.Э. Конторовича. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. С. 319–322.

#### References:

1. RF Patent 2540701, class E21B21/14, 2013.
2. RF Patent 2199646, class E21B21/14, 2002.
3. RF Patent 2455453, class E21B21/08, 2008.
4. Sverkunov S.A., Vakhromeev A.G., Siraev R.U. Sposob pervichnogo vskrytija slozhnogo kavernožno-treshhinnoogo karbonatnogo neftegazonasyshennogo plasta gorizontaln'ym stvolom bol'shoj protjazhennosti: zayavka na patent RF 2015143851 ot 13.10.2015 [Method of primary exposing of a composite vugular and fracture carbonate oil and gas formation by means of a long horizontal shaft. Application for RF Patent No. 2015143851, dated 13.10.2015].
5. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I. Neftegazonosnost' dokembrijskih tolshh Vostochnoj Sibiri na primere Kujumbinsko-Jurubcheno-Tohomskogo areala neftegazonakoplenija [Oil and gas reservoirs of the Precambrian aggradations of the Eastern Siberia through the example of the Kuyumba-Yurubcheno-Tokhomsk oil and gas accumulation area]. Moscow, Nauchnyi mir [Scientific World], 2011. 420 pp.
6. Kutukova N.M. Model' rifejskogo prirodnoogo rezervuara Jurubcheno-Tohomskoj zony [Model of the Riphean natural reservoir of the Yurubcheno-Tokhomsk area]. Nauchno-tehnicheskij vestnik ОАО «НК Роснефть» = Nauchno-technicheskij vestnik, NK Rosneft JSC, 2009, No. 3. P. 6–10.
7. Kashnikov Yu.A., Gladyshev S.V., Razyapov R.K., Kontorovich A.A., Krasilnikova N.B. Gidrodinamicheskoe modelirovanie pervoocherednogo uchastka razrabotki Jurubcheno-Tohomskogo mestorozhdenija s uchetom geomehaničeskogo jeffekta smykanija treshhin [Hydrodynamic simulation of a top-priority development area of the Yurubcheno-Tokhomsk field taking into account a geomechanical fracture closing effect]. Razrabotka i jekspluatacija nef'tjanyh mestorozhdenij = Development and exploitation of oil fields, 2011, No. 4. P. 104–107.
8. Sverkunov S.A., Vakhromeev A.G. Gidrodinamicheskie ogranichenija tehnologii pervichnogo vskrytija «s zakrytym konturom» v uslovijah treshhinno-kavernovogo karbonatnogo kollektora s ANPD na primere Jurubcheno-Tohomskogo mestorozhdenija [Hydrodynamic restrictions of the “closed loop” primary exposing technology under conditions of the fracture-vuggy carbonate reservoir with an abnormal low reservoir pressure through the example of the Yurubcheno-Tokhomsk field]. Aktual'nye problemy geologii nef'ti i gaza Sibiri: Mat-ly Vserossijskoj nauchnoj konferencii molodyh učenyyh, posvjashhennoj 80-letiju akad. A.É. Kontoroviča [Actual problems of the oil and gas geology of the Siberia: Materials of the All-Russian Scientific Conference of Young Scientists dedicated to the 80<sup>th</sup> anniversary of Kontorovich A.E., the academician]. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2014. P. 319–322.