

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

УДК 622.276

УСПЕШНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ И НЕДОСТАТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2020.5.81.1164

*Аббасова Самира Вагиф**кандидат технических наук, доцент
кафедры «Нефтегазовая инженерия»,
Азербайджанский Государственный
Университет Нефти и Промышленности,
г. Баку*

SUCCESSFUL APPLICATION AND LIMITATIONS OF HORIZONTAL WELLS

*Abbasova Samira Vagif**Ph.D., associate professor of the
Department of Oil and Gas Engineering,
Azerbaijan State Oil and Industry University,
Baku city*

АННОТАЦИЯ

На месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами применение вертикальных скважин становится экономически нерентабельным, так как значительный объем запасов остается не вовлеченным в разработку. В этих условиях наиболее рациональным становится использование горизонтальных скважин.

Горизонтальная скважина бурится параллельно плоскости коллектора и может дренировать большую площадь, чем вертикальная, что дает возможность увеличения воздействия рабочим агентом. Это в свою очередь приводит к увеличению производительности скважин и, в конечном счете, к повышению нефтеотдачи продуктивных пластов.

Благодаря горизонтальному стволу, вскрываются трещиноватые участки, благодаря чему дебиты этих скважин увеличиваются в несколько раз по сравнению с вертикальными. Появляется возможность разрабатывать залежь при минимальных депрессиях с гораздо меньшим числом скважин.

Целью данной статьи является краткий обзор промыслового применения горизонтальных скважин при различных пластовых условиях. Обзорение экономически успешных и неуспешных скважин позволяет создать определенного рода список параметров, представляющих наибольшую значимость для рассмотрения с целью выбора коммерчески успешного применения горизонтальных скважин.

АБСТРАКТ

In fields with low-permeable reservoirs, the use of vertical wells becomes economically unprofitable, since a significant amount of reserves remains not involved in development. In these conditions, the most rational use of horizontal wells becomes.

A horizontal well is drilled parallel to the plane of the reservoir and can drain a larger area than a vertical one, which makes it possible to increase the impact of the working agent. This, in turn, leads to an increase in well productivity and, ultimately, to an increase in oil recovery of productive formations.

Due to the horizontal wellbore, fractured areas are exposed, due to which the flow rates of these wells increase somewhat compared to vertical ones. It becomes possible to develop a reservoir with minimal drawdowns with a much smaller number of wells.

The purpose of this article is to provide a brief overview of the field application of horizontal wells in various reservoir conditions. The review of economically successful and unsuccessful wells allows the creation of a certain kind of list of parameters that are of the greatest importance for consideration in order to select a commercially successful application of horizontal wells.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, неоднородность пласта, интенсивность трещин, вертикальная проницаемость, размещение скважин, пластовое давление, длина скважины.

Keywords: horizontal well, reservoir heterogeneity, fracture intensity, vertical permeability, well spacing, formation damage, reservoir pressure, well length.

Для повышения нефтеотдачи пластов и темпов разработки месторождений более 60 лет стало применяться бурение горизонтальных (ГС) и разветвленных горизонтальных скважин (РГС), и как следствие были получены положительные результаты.

В первые годы, имелся опыт бурения и эксплуатации отдельных скважин, но не их систем. С конца 1970-х гг. стала интенсивно развиваться технология разработки месторождений углеводородов с помощью горизонтальных скважин. В настоящее время за рубежом

насчитывается более 60 фирм, применяющих эту технологию.

Новые технологии, основанные на применении горизонтальных скважин, существенно изменили теорию и практику мировой добычи углеводородов. Значительно возросли дебиты скважин, с горизонтальными окончаниями большой протяженности. В результате инновации получили следующие возможности: эксплуатация нефтяных месторождений раздельными сетками скважин, снижение депрессии на продуктивные пласты, увеличение продолжительности безводного периода. На месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами началась разработка в промышленных масштабах. Так же повысилась эффективность многих «традиционных» методов воздействия на пласт. Технология разработки месторождений с применением горизонтальных скважин нашла применение во многих крупных нефтегазодобывающих районах.

Проведя сравнительный анализ накопленного опыта бурения, можно сказать, что, несмотря на превышение стоимости 1 метра проходки горизонтально-разветвленной части ствола скважины на 30...40 % выше стоимости бурения 1 метра вертикального ствола, дебиты же горизонтальных скважин в десятки раз превышают дебиты вертикальных. Себестоимость строительства разветвленных горизонтальных скважин так же, в 1,6 раза выше, а дебиты в среднем в 5,3 раза больше, чем обычно используемых вертикальных. С другой стороны удельные капиталовложения на 1 тонну добытого углеводорода из разветвленной горизонтальной скважины в 2,2 раза меньше, чем из соседних вертикальных.

При разработке пластово-сводовых залежей, достаточно в эксплуатационной колонне из одного ствола провести дополнительные стволы. Такой тип конструкции скважины (без наличия экранированных зон) технически более проще и по своей продуктивности равнозначна разветвленной. Такую колонну труб можно рассматривать как наклонную с большим отклонением от вертикали по простиранию продуктивного пласта.

Хотя с одной стороны горизонтальное бурение требует больших затрат, однако повышение продуктивности скважин и другие положительные аспекты технологий разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин (а так же РГС) существенны. В конечном итоге экономическая эффективность в значительно превысит первоначальные затраты на строительство этих скважин.

Целью данной статьи является краткий обзор промыслового применения горизонтальных скважин при различных пластовых условиях. Обзорение экономически успешных и неуспешных скважин позволяет создать определенного рода список параметров, представляющих наибольшую значимость для рассмотрения с целью выбора

коммерчески успешного применения горизонтальных скважин.

Горизонтальные скважины применяют в трещиноватых коллекторах с целью повышения продуктивности скважин путем увеличения природных трещин. Кроме того, горизонтальные скважины также используют в нефтяных резервуарах для минимизации образования конусов воды и газа. В дополнение к сказанному, следует отметить их в газовых резервуарах с подошвенной водой с целью снижения добычи воды.

Применение такого типа скважин в низкопроницаемых газоносных пластах, с целью увеличения объемов отбираемых углеводородов обуславливает прирост в накопленной добыче газа на скважину, что делает такой способ эксплуатации экономически выгодным. Также следует отметить и тепловые методы добычи высоковязких нефтей и битумов горизонтальными скважинами [1,2,3], нагнетание в пласт смешивающихся жидкостей (с нефтью).

Обзор производительности горизонтальных скважин в различных пластовых условиях обеспечивает понимание наиболее важных параметров с экономической точки зрения. К этим параметрам можно отнести пластовое давление, длину ствола скважины, интенсивность природных трещин пласта и их направление, вертикальную проницаемость, размещение скважин, нарушение эксплуатационных качеств пласта, стимуляцию, стоимость скважин, а также геологическое описание. Влияние этих параметров на производительность рассмотрено далее.

Пластовое давление. Пластовое давление является наиболее важным параметром. Типичная положительная динамика продуктивности горизонтальных скважин превышает этот показатель для вертикальных скважин в 2-5 раз. Таким образом, если пластовое давление очень низкое (т.е. сильно истощенный пласт), то бурение горизонтальных скважин не обеспечит достаточно высокой добычи, что с экономической точки зрения является нерентабельным. Кроме того, истощенный пласт может не обладать достаточным количеством запасов для обеспечения рентабельности горизонтального бурения.

Длина ствола скважины. Немаловажным параметром является длина ствола скважины. Основным преимуществом горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными является большая площадь контакта, которая может быть достигнута путем бурения длинной горизонтальной скважины [4,5]. На сегодняшний день общепринятой длиной горизонтальной скважины считается 1000 метров. Следует отметить тот факт, что чем длиннее ствол скважины, тем выше ее продуктивность и, возможно, большая область дренажа. Поэтому, в большинстве случаев, в соответствии с ценой длинный ствол горизонтальной скважины является желательным. В некоторых случаях, на основании производительности скважин, их испытании или данных каротажа, обнаруживается, что

эффективная длина ствола меньше пробуренной. Такое явление возможно вследствие трех основных причин:

1. Нарушение эксплуатационных качеств пласта. Нарушение эксплуатационных качеств пласта может стать причиной нарушения связи между стволом скважины и породой. Это особенно часто встречается в низкопроницаемых породах, которые разбурены с использованием бурового раствора с несбалансированным удельным весом (или несовместимым раствором), а тип заканчивания либо при необсаженном забое, либо при заканчивании с перфорированной трубой.

2. Неоднородность пласта. В некоторых случаях часть ствола горизонтальной скважины может быть пробурена в непродуктивную часть породы, что в свою очередь влияет на объемы отбираемой жидкости. Кроме того, если в заданной продуктивной зоне показатель пористости изменяется вдоль длины ствола скважины, тогда большая часть флюида будет поступать из зоны с наиболее высокими значениями проницаемости. В результате, по аналогу с вертикальными скважинами, может происходить «дифференциальное истощение» вдоль всей длины скважины.

3. Перепад давления в горизонтальной скважине. Иногда перепад давления в горизонтальном стволе скважины может быть гораздо значительнее в сравнении с депрессией между пластом и стволом скважины. В таких случаях, после определенного значения длины, гидродинамическое давление в стволе скважины может быть приблизительно равно пластовому, что приводит к возникновению непродуктивной длины ствола. Следует отметить тот факт, что перепад давления внутри горизонтальной скважины обратно пропорционален пятой степени диаметра ствола скважины. Таким образом, изменяя диаметр на 10% можно понизить перепад давления вдоль длины скважины на показатель, равный 1,6. Следовательно, правильная гидравлическая конструкция ствола скважины может устранить эту проблему.

При снижении влияния перечисленных выше трех факторов результатом является высокая продуктивность скважины. Поэтому для скважин, добывающих нефть и газ, желательным является длинный ствол горизонтальной скважины. Для газа же наиболее оптимальным является короткий ствол, так как отбор производится из высокопроницаемых коллекторов, где наблюдается высокая скорость газового потока. Большая скорость газа может стать причиной существенного перепада давления вдоль ствола, что делает часть ствола непродуктивной.

4. Частота трещин и ориентировка скважины. В случае первичной добычи в трещиноватых коллекторах горизонтальная скважина должна быть пробурена перпендикулярно природным трещинам. Такая скважина не только увеличивает продуктивность, но и расширяет дренажную зону, а следовательно, значительно возрастают объемы

извлекаемых объемов углеводородов по сравнению с обычными вертикальными скважинами. С другой стороны, горизонтальная скважина, пробуренная параллельно трещинам коллектора также обеспечит более высокую продуктивность по сравнению с вертикальной, однако, инкрементное улучшение дренажной зоны и объемов извлекаемых запасов будут минимальны. В этом случае горизонтальная скважина будет лишь увеличивать добычу ресурсов.

Учет ориентировки скважины в период вторичной добычи или применении МУН отличается от первичной добычи. В сильно-трещиноватых коллекторах добывающая или нагнетательная горизонтальная скважина, пробуренная перпендикулярно трещинам обеспечивает высокую продуктивность или приемистость по сравнению с обычными скважинами. Однако закачиваемая жидкость может охватывать лишь высокопроницаемые трещины. Поэтому для сильно-трещиноватых коллекторов рассматривают вариант бурения горизонтальной добывающей или нагнетательной скважины параллельно природным трещинам.

5. Вертикальная проницаемость. Для различного типа пластов процесс, предшествующий бурению горизонтальной скважины, то есть определение вертикальной проницаемости оказывается сложным. После бурения с этой целью проводятся анализ кривых восстановления давления и кривых падения давления.

Следует отметить, что горизонтальными скважинами можно дренировать пропластки, которые имеют связь друг с другом в вертикальном направлении. Более того, низкая вертикальная проницаемость снижает продуктивность горизонтальных скважин. В некоторой степени влияние низкой вертикальной проницаемости можно снизить путем бурения более длинных скважин. Таким образом, горизонтальные скважины могут быть нежелательными для пород со значительными промежуточными сланцевыми барьерами. В таких случаях более предпочтительными являются скважины с большим углом наклона, которые пересекают все зоны. В случае образования конусов воды и газа низкие значения вертикальной проницаемости могут снизить тенденцию конусообразования в вертикальных скважинах. В горизонтальных скважинах низкая вертикальная проницаемость также снижает интенсивность конусообразования, но также снижается и продуктивность скважины. Поэтому, в пластах с низкой вертикальной проницаемостью не могут достаточно снижать тенденцию конусообразования по сравнению с вертикальными, что в свою очередь, не оправдывает дополнительные затраты для бурения горизонтальных скважин.

6. Толщина углеводородонасыщенного слоя. В нефтяных пластах при отсутствии газа в верхней части и подошвенных вод горизонтальные скважины могут оставаться экономически

рентабельными даже при толщине нефтенасыщенной зоны равной 3 метра. Однако, при наличии свободного газа и подошвенной воды в пласте, практика показывает вертикальный дисбаланс между абсолютной высотой скважины и водонефтяным или газонефтяным контактом.

7. Размещение скважин. Размещение скважин, в основном, определяется исходя из цены скважин и требований разработки месторождений. Для каждого механизма пласта требования различны. Например, для режима истощения, бурение скважин на близком друг от друга расстоянии может привести к быстрому их взаимодействию, где две скважины, по существу, отбирают из пласта один и тот же объем. Экономическая рентабельность бурения горизонтальной скважины определяется следующим образом: если ее стоимость превышает стоимость обычной скважины вдвое, то она должна добывать, как минимум, вдвое больше вертикальной. Одним из путей достижения этого требования можно указать наиболее отдаленное размещение горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными.

В нефтяных пластах при наличии свободного газа или подошвенной воды депрессия в горизонтальных скважинах ограничена и, следовательно, дебит, способный минимизировать добычу нежелательных флюидов, также ограничен. В таком случае, для заданного месторождения размещение скважин зависит от минимального расстояния между соседними объектами, требуемого для минимизации интерференции водяных и газовых конусов.

8. Нарушение эксплуатационных качеств пласта и стимуляция. Многие горизонтальные скважины могут не быть рентабельными ввиду экстенсивного нарушения эксплуатационных качеств пласта. Разрушение породы, связанное с бурением может проявляться в горизонтальных скважинах во время применения бурового раствора и жидкостей для заканчивания. Влияние нарушения эксплуатационных качеств на продуктивность скважины в наибольшей степени проявляется в низкопроницаемых пластах, по сравнению с высокопроницаемыми. Это обусловлено тем, что в высокопроницаемых пластах продуктивность скважин достаточно высока для самостоятельной очистки с течением времени, то есть обеспечивается самостоятельный вынос твердых частиц на поверхность. Однако в низкопроницаемых пластах показатель продуктивности низкий, и поэтому возможности самоочистки в скважине отсутствуют. В общем, для пластов, где показатель проницаемости меньше, чем 100 мД, нарушение эксплуатационных качеств пласта является важным фактором при планировании программы бурения. С целью снижения разрушения породы в низкопроницаемых пластах многие операторы применяют бурение с отрицательным дифференциальным давлением, пенное бурение и специализированные системы растворов.

9. Недостоверность геологической информации. Практика бурения горизонтальных скважин показывает, что большинство пластов являются геологически сложными. Небольшие тектонические нарушения, значительные изменения, изменения значения пористости и водонефтяного и газонефтяного контактов бывает очень трудно предсказать. Вообще, высокопроницаемые пласты тяжелой нефти в большинстве случаев являются однородными, но низкопроницаемые песчаные пласты, а также карбонатные породы могут проявлять значительную неоднородность. В таких неоднородных пластах эффективная длина ствола скважины будет меньше пробуренной, что объясняется более низкими показателями добычи и извлечения по сравнению с ожидаемыми. Таким образом, хорошее геологическое описание является существенным фактором, оказывающим влияние на успешность применения горизонтальных скважин. В случаях неполноты геологической информации возможное применение горизонтальных скважин будет сопряжено с определенными факторами риска.

Закключение. На сегодняшний день пробурено большое количество горизонтальных скважин для применения в различных направлениях разработки месторождений углеводородов на месторождениях тяжелых нефтей и битумов и трещиноватых карбонатных пород. Некоторое количество горизонтальных скважин также пробурено с целью добычи газа.

Промысловая практика показывает, что для успешной работы таких скважин ключевыми параметрами являются пластовое давление, длина ствола скважины, интенсивность природных трещин в коллекторе и их направленность, вертикальная проницаемость, толщина нефтенасыщенного слоя, размещение скважин, нарушение эксплуатационных качеств пласта, стимуляция, а также достоверность и полнота геологической информации. Эти параметры должны учитываться при проектировании горизонтальных скважин с целью достижения экономической рентабельности и избежания бурения экономически нерентабельных горизонтальных скважин.

Список литературы:

1. Adegbesan K.O. Reservoir simulation study of a thermal horizontal well in the Cold Lake Oil Sands. SPE Reservoir Engineering. 1992; 403-406.
2. Edmunds N., Penny R., Jespersen P. Sceptre Tangleflags-Conversion of a Horizontal Producer to a Flowing Well. 3rd Annual Conference on Horizontal Wells, Calgary, Alberta. 1993.
3. Joshi S.D. Augmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells. SPE, Annual Meeting, New Orleans, Louisiana. 1988.
4. Салаватов Т.Ш. Элементы эксплуатации горизонтальных скважин при эксплуатации нефтяных месторождений. Баку: Маариф, 2001. – 83с. [Salavatov T.Sh. Elementy ekspluatatsii

gorizontalnykh skvazhyn pri ekspluatatsii neftianykh mestorozhdenii. Baku: Maarif, 2001.- 83s.]

5. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. М.: Издательский

центр Академия, 2009. - 176 с. [Zozulia G.P. Osobennosti dobychi nefti i gaza iz gorizontalnykh skvazhyn. M: Izdatelskii tsentr Akademiia, 2009. - 176s.]

**ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНОЕ КРЫЛО ЖАНАТАЛАП.**

Аланбаев В.В.

(магистрант)

Досказиева Г.Ш.

(профессор)

*Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева,
г. Атырау, Республика Казахстан*

POSSIBILITY OF USING POLYMER FLOODING AT THE EAST WING OF ZHANATALAP FIELD.

Alanbayev V.V.

(Master student),

Doskazieva G.Sh.

(professor)

*Safi Utebayev Atyrau University of Oil and Gas, Atyrau c.,
The Republic of Kazakhstan*

АННОТАЦИЯ

В текущей статье выполнена оценка и научное обоснование применения полимеров для заводнения участков залежи месторождения Восточный Жанаталап (Центральный и Южный своды). При выполнении проекта рассмотрен и обобщен зарубежный и отечественный опыт применения полимерного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пласта (Восточный Молдабек, Забурунье, Северный Нуралы). Для опытного участка месторождения составлена программа полимерного заводнения, в которой была использована следующая комбинация: закачка высоковязкой полимерной оторочки, за которой следует стандартное полимерное заводнение. Для выравнивания подвижностей воды и нефти нужно значительное увеличение вязкости и снижение проницаемости по воде путем добавления полимера в нагнетаемую воду.

ANNOTATION

In the current article, an assessment and scientific substantiation of the use of polymers for flooding the areas of the East Zhanatalap deposit (Central and South vaults) is carried out. During the implementation of the project, foreign and domestic experience in the use of polymer flooding in order to increase oil recovery (East Moldabek, Zaburunye, North Nuraly) was considered and summarized. For the pilot area of the field, a polymer flooding program was drawn up, in which the following combination was used: injection of a high viscosity polymer rim followed by standard polymer flooding. To equalize the mobility of water and oil, a significant increase in viscosity and a decrease in water permeability are required by adding polymer to the injected water.

Ключевые слова: полимер, нагнетательная скважина, вязкость, подвижность, проницаемость, заводнение, фаза, обводнение, концентрация

Ключевые слова: polymer, injection well, viscosity, mobility, permeability, waterflooding, phase, watercut, concentration

Существует три механизма увеличения нефтеотдачи при полимерном заводнении:

- 1) влияние полимера на движение отдельных фаз (изменение состава фракционного потока);
- 2) уменьшение отношения подвижностей вода/нефть;
- 3) отклонение закачанной воды из обводненных зон.

Движение отдельных фаз. Применяя закон Дарси к нефтяной и водной фазам, которые одновременно текут через участок пористой среды, долю нефти во фракционном потоке можно записать в виде формулы (1):

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o}} \quad (1)$$

Факторы, которые уменьшают коэффициент μ_{kw}/μ_{ko} , способствуют повышению нефтеотдачи, увеличив долю нефти в потоке флюидов. При полимерном заводнении происходит увеличение вязкости вытесняющего агента, а после заводнения некоторые полимеры (в частности, полиакриламид) уменьшают проницаемость по воде. Если проницаемость по нефти мала, то доля нефти в потоке останется постоянной при любых значениях вязкости воды и проницаемости по воде. Поэтому этот эффект более выражен при полимерном заводнении, проводимом в начале заводнения, когда имеется подвижная нефть. Для достижения большего эффекта предпочтительней проводить работы по полимерному заводнению на месторождениях с обводненностью 40-80 %. В то же время опыт работ показывает эффективность полимерного заводнения и для месторождений с