



УДК 622.276.3

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТРОЙСТВАМИ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА

INVESTIGATION OF INFLOW PROFILES OF HORIZONTAL WELLS EQUIPPED WITH INFLOW CONTROL DEVICES

Середин Кирилл Игоревич

студент-магистрант,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
kirill.seredin.1997@yandex.ru

Малышев Виктор Леонидович

кандидат физико-математических наук, доцент,
доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
victor.l.malyshev@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрено исследование профилей притока в горизонтальных скважинах при использовании секционного интеллектуального заканчивания. Представлены различные технологии для данного вида исследований, обоснованы их преимущества и недостатки. Приведено численное моделирование и анализ результатов «интеллектуального» заканчивания скважины с использованием гидродинамического симулятора.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, профиль притока, устройства контроля притока, «интеллектуальное» заканчивание.

Seredin Kirill Igorevich

Master's Degree Student,
Ufa State Petroleum Technical University
kirill.seredin.1997@yandex.ru

Malyshev Victor Leonidovich

Ph.D. in Physics and Mathematics,
Associate Professor,
Associate Professor of the Department of
Gas and Oil & Gas Condensate Field
Development and Operation,
Ufa State Petroleum Technological University
victor.l.malyshev@mail.ru

Annotation. This paper considers the investigation of flow profiles in horizontal wells using sectional intelligent completion. Different technologies for this type of research are presented, and their advantages and disadvantages are substantiated. A numerical simulation and analysis of the results of intelligent well completions using a hydrodynamic simulator are presented.

Keywords: horizontal well, inflow profile, inflow control devices, intelligent completion.

Как известно, горизонтальные скважины (ГС) или боковые горизонтальные стволы (БГС) на сегодняшний день являются наиболее актуальными решениями при использовании методов увеличения нефтеотдачи (МУН), связанных с добычей углеводородного сырья (УВС). Преимущество таких скважин перед вертикальными состоит в следующем:

- 1) снижение депрессии в области продуктивных горизонтов;
- 2) увеличение времени безводной эксплуатации скважины;
- 3) увеличение дебитов добывающих скважин.

К недостаткам подобного рода заканчиваний скважин можно отнести высокую стоимость строительства и сложность борьбы с обводнением и конусообразованием при выработке пластов с помощью ГС.

Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин

Разработка трудноизвлекаемых запасов с использованием классического горизонтального заканчивания скважин на сегодняшний день становится малоэффективным способом разработки [1]. Развитие технологий позволяет перейти к «интеллектуализации» горизонтальных скважин, в частности, набирают популярность методы секционного интеллектуального заканчивания и поинтервальной разработки пласта. В настоящее время большинство месторождений находятся на завершающей стадии разработки [2], а такие технические решения позволяют продлить сроки эксплуатации скважины и повысить эффективность разработки пластов.

Одним из таких методов является применение устройств контроля притока (УКП), которые служат для предотвращения преждевременной остановки скважин по причине обводненности, вовлечения в разработку запасов нефти, которые не могут быть добыты при традиционных методах заканчивания, а также повышения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН). Данный эффект достигается за счет увеличения времени «жизни» скважины и предотвращения поинтервального обводнения [3, 4].

Использование секционного метода заканчивания приводит к потребности в исследованиях ГС и продуктивных горизонтов для получения наиболее точной, «поинтервальной» информации о сква-



жине. Определение профилей притока в эксплуатационных скважинах является основой для принятия технических решений по максимально эффективной разработке месторождений и оптимизации решений по капитальному ремонту.

Для достижения максимально возможных коэффициентов извлечения УВС необходимо установить дебит каждого из интервалов и состав добываемой продукции.

Существующие технологии и перспективы развития для исследования профилей притока в горизонтальных стволах скважин

Чтобы определить места притока воды в горизонтальных стволах и провести мониторинг водо-нефтяного контакта (ВНК) или провести оценку МУН ранее использовали только внутрискважинные каротажные исследования. Каротажная операция в горизонтальной скважине является дорогостоящей процедурой: в связи с пространственным положением ствола при её проведении необходимо использование гибких насосно-компрессорных труб. При выполнении таких исследований также требуется остановка скважины и проведение внутрискважинных операций, что существенно повышает риск осложнений (не исключены прихваты, потеря инструментов в скважине и т.д.).

В последнее время развитие технологий для исследования профилей притока в ГС набирает обороты. Компанией GeoSplit разработана технология маркерной диагностики профилей притоков ГС с использованием квантовых маркеров-репортеров [5]. Это микрочастицы, которые попадают в пласт в ходе многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) вместе с обычным проппантом. В последующий период времени происходит постепенное вымывание маркеров-репортеров водой и нефтью и их перемещение на поверхность потоком пластового флюида.

При обнаружении данных частиц в ходе исследования каждой из фаз важно учитывать как комбинации маркеров, так и их концентрацию в каждом флюиде [3, 5]. Такой подход позволяет получить детальный анализ каждого интервала ГС и оценить эффективность гидроразрыва.

Технология маркерной диагностики и мониторинга профилей притоков не ограничивается применением лишь на МГРП. Перспективным направлением в данном виде исследований ГС является размещение маркеров в нижней компоновке заканчивания скважины. Это возможно при размещении специальных «кассет» с необходимыми частицами прямо в УКП. Принцип действия практически аналогичен изложенному выше: размещение различных комбинаций маркеров на разных интервалах скважины с последующей интерпретацией результатов исследования и концентраций в каждой из фаз. Это дает посекционную информацию о каждом из интервалов горизонтального ствола скважины [6].

Построение гидродинамической модели

В представленной работе для анализа эффективности «интеллектуального» заканчивания скважины создана гидродинамическая модель в программном комплексе Roxar Tempest MORE. Общий вид построенной ГС приведен на рисунке 1.

В общей сложности построено 3 модели, содержащие 6, 8 и 10 интервалов перфораций. Общая длина горизонтального ствола 1100 м. Размеры модели 1500 x 1000 x 15 м.

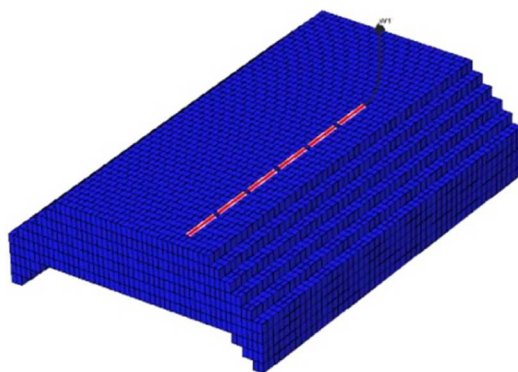


Рисунок 1 – Пласт с горизонтальной скважиной с 6-ю интервалами

Во всех моделях на каждый участок горизонтального ствола скважины установлено ограничение по отбору жидкости – если обводненность продукции составляет 96 % или более, интервал отключается.

Построенная залежь относится к массивному типу. Газовая шапка отсутствует. Пластовое давление составляет 150 атм, а давление насыщения – 61 атм. Пластовая температура – 65°. Глубина кровли находится на отметке 1500 м, а ВНК – на уровне 1513 м.



Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 890 кг/м^3 . Плотность воды в поверхностных условиях составляет 1150 кг/м^3 . Объемный коэффициент нефти 1,12.

Модель № 1

В первой модели (6 интервалов) длина каждого из интервалов составляет 150 м при промежутке 22 м. Ограничение по дебиту задается на уровне $55 \text{ м}^3 / \text{сут}$ для каждого интервала.

На рисунке 2 представлена динамика изменения дебитов для каждого из интервалов. Из рисунка видно, что наибольшими отборами обладают интервалы W1 и W6, затем идут ближайшие к ним W2 и W5, а наименее продуктивными являются интервалы в середине горизонтального ствола.

Таким образом, из двух наиболее продуктивных интервалов наибольшее количество нефти приходится на интервал W6. Полученные результаты показывают, что в случае изотропного однородного пласта «носок» скважины является самым продуктивным.

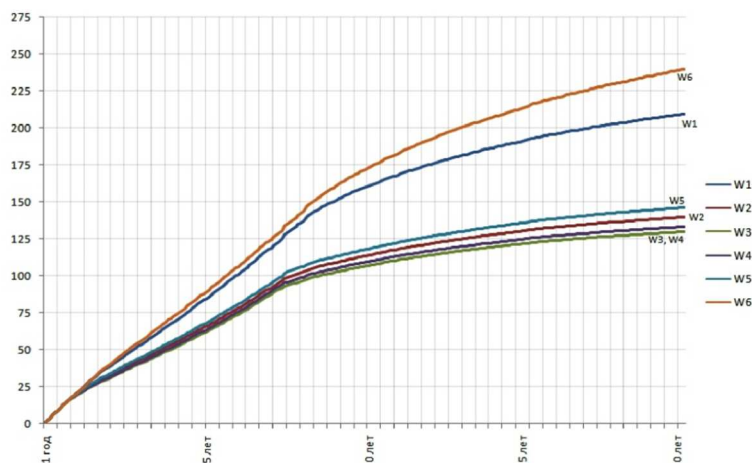


Рисунок 2 – Накопленные отборы нефти для модели № 1

Модели № 2 и № 3

Во второй модели (8 интервалов) длина каждого из интервалов составляет 112 м при промежутке 30 м. Ограничение по дебиту задается на уровне $55 \text{ м}^3 / \text{сут}$ для каждого интервала.

В третьей модели (10 интервалов) длина каждого из интервалов составляет 90 м при промежутке 12 м. Ограничение по дебиту задается на уровне $55 \text{ м}^3 / \text{сут}$ для каждого интервала.

На рисунке 3 и 4 представлены накопленные показатели добычи для каждого из интервалов по моделям № 2 и № 3. Как и в результатах выше, наиболее продуктивными оказываются «крайние» интервалы (для модели № 2 – W8, W1; для модели № 3 – W10, W1).

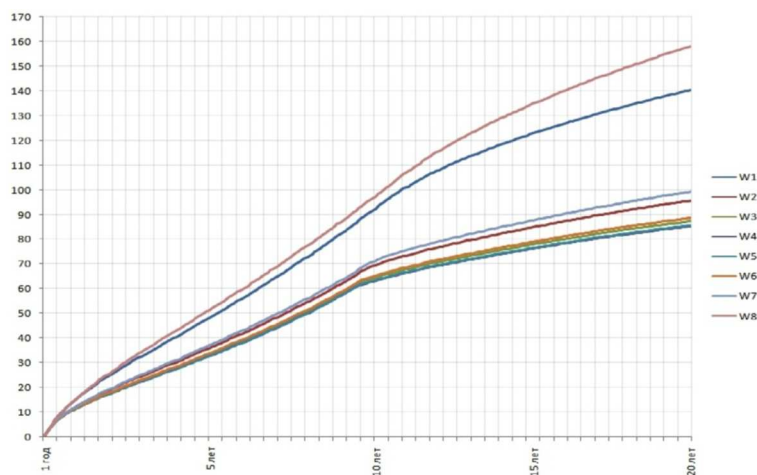


Рисунок 3 – Накопленная добыча нефти для модели № 2

При прочих равных условиях, «крайние» интервалы – иначе «носок-пятка» – дают наибольшие отборы нефти из пласта. В модели также наблюдается тенденция отключения продуктивных интервалов скважины, расположенных ближе к середине горизонтального ствола. Больше всего от внедрения воды «страдает» средняя часть скважины, с последующим отключением и выводом из эксплуатации.

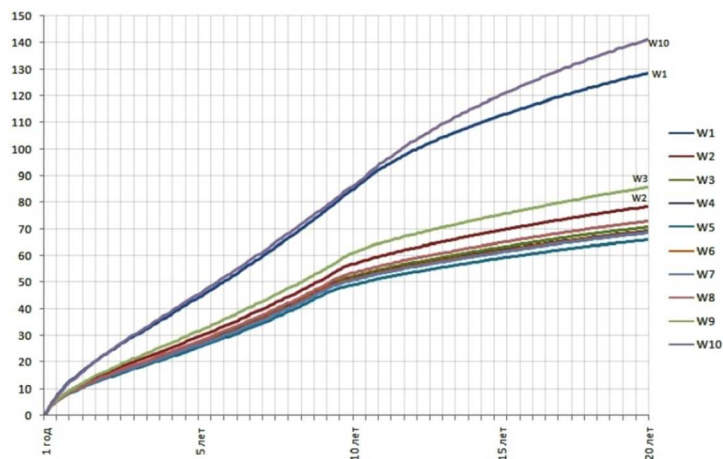


Рисунок 4 – Накопленная добыча нефти для модели № 3

Динамика отборов по моделям

Наиболее характерные профили притоков скважин, наблюдаемых на практике: J-образный (работает преимущественно «носок» ГС); L-образный (работает преимущественно «пятка» ГС); U-образный (работают преимущественно и «пятка», и «носок» ГС).

Согласно исследованиям в работе [5], профили притоков ГС меняются с течением времени. На рисунках 5, 6 и 7 показана динамика отборов флюидов в течение 20 лет разработки месторождения.

В результате исследования наблюдается выраженный U-образный профиль притока к ГС во всех моделях. Наиболее продуктивным является «носок» (или W6, W8 и W10 для моделей соответственно).



Рисунок 5 – Динамика отбора нефти и воды для модели № 1



Рисунок 6 – Динамика отбора нефти и воды для модели № 2



Рисунок 7 – Динамика отбора нефти и воды для модели № 3

Суммарные отборы нефти для всех моделей

На рисунке 8 представлен суммарный отбор по моделям в течение 20 лет разработки (по вертикальной оси расположен отбор в тысячах тонн). Наилучший показатель имеет модель № 1 с 6-ю интервалами. При этом, для сравнения добавлен вариант № 4 – это полностью перфорированная по всей длине ГС (длина перфорированного участка составляет 900 метров).

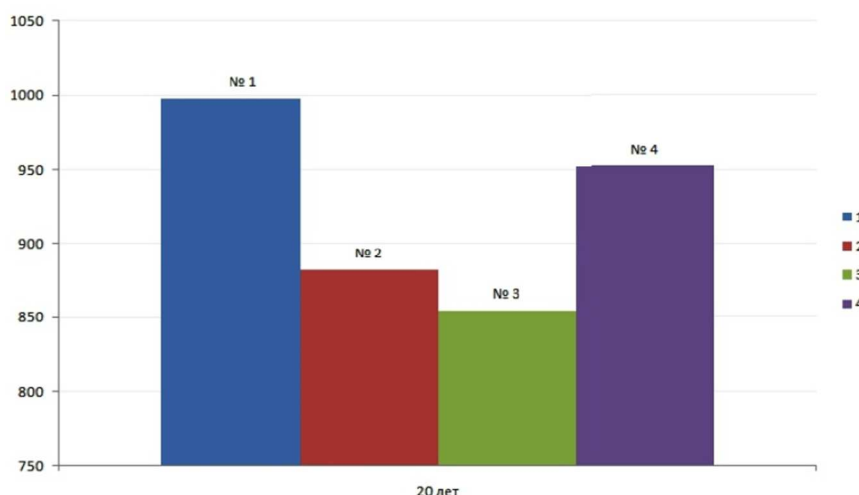


Рисунок 8 – Диаграмма суммарных отборов по моделям

Значения отборов по моделям № 1 и № 4 близки, и существенных различий между ними нет. Поэтому применения подобного рода технологий в изотропных однородных пластах становится неоправданным. Однако в условиях сложнопостроенных коллекторов данная технология может показывать значительное увеличения производительности горизонтальных скважин.

Заключение

Исследование профилей притоков горизонтальных скважин с интеллектуальным заканчиванием – перспективное направление в развитии технологий мониторинга ГС. Использование маркеров в нижней компоновке горизонтального ствола даст наиболее полную информацию о работе продуктивных интервалов скважины и их характеристиках. Подобные исследования помогут предотвратить и избежать необходимости останавливать скважину для проведения каротажа. Преимуществами также являются отсутствие необходимости в восстановлении притока после остановки и полная ликвидация прорывов воды или газа в скважину.

В ходе выполнения расчетов на гидродинамической модели выявлены три профиля притоков: L-, J- и U-образные. Как уже было сказано выше, необходимы также дополнительные исследования в условиях неоднородности пластов – для максимально эффективного подхода к выработке запасов.



В однородных изотропных пластах применение такого рода «интеллектуального» заканчивания неоправданно, т.к. различие в добыче между моделями № 1 и № 4 незначительны.

Основными преимуществами таких технологий является оптимизация технических решений в ГС на всех стадиях разработки месторождения, анализ на долгосрочное извлечение флюида и перспектива на получение информации для анализа влияния нагнетательных скважин.

Литература:

1. Шубин И.Г., Малышев В.Л.. Анализ применимости аналитических формул определения дебитов горизонтальных скважин различной протяженности // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2–2. – С. 243–247.
2. Гильмутдинов Р.А., Малышев В.Л., Нуртдинов А.Р. Анализ влияния приемистости нагнетательных скважин на развитие трещин автоГРП // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 4. – С. 65–71.
3. Дулкарнаев М.Р., Овчинников К.Н. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения // Инженерная практика. – 2018. – № 11. – С. 40–47.
4. Милушкина А.С., Урванцев Р.В. Оценка применимости устройств контроля притока штуцерного типа в условиях нижнемеловых отложений Западной Сибири // Международный студенческий научный ВЕСТНИК. – 2018. – № 2. – С. 112.
5. Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин / К.Н. Овчинников [и др.] // Время колтюбинга. – 2017. – № 3. – С. 34–46.
6. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин / Д.А. Шестаков [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2019. – № 6. – С. 64–71.

References:

1. Shubin I.G., Malyshev V.L. Analysis of applicability of analytical formulas for determining the flow rates of horizontal wells of different length // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2–2. – P. 243–247.
2. Gilmutdinov R.A., Malyshev V.L., Nurtudinov A.R. Analysis of the influence of injectivity of injection wells on the development of autohydraulic fractures // Oil and Gas Business. – 2019. – Vol. 17. – № 4. – P. 65–71.
3. Dulkarnaev M.R., Ovchinnikov K.N. Marker diagnostics and monitoring systems for effective management of field development // Engineering Practice. – 2018. – № 11. – P. 40–47.
4. Milushkina A.S., Urvantsev R.V. Estimation of applicability of the stucco-type inflow control devices in the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia // International Student Scientific Vestnik. – 2018. – № 2. – P. 112.
5. Prospects of application of marker methods for research of inflow profiles of horizontal wells / K.N. Ovchinnikov [et al.] // Coiled Tubing Time. – 2017. – № 3. – P. 34–46.
6. Integrated approach to effective field development using intelligent monitoring of horizontal wells inflow / D.A. Shestakov [et al.] // NEFTE-GAS Territory. – 2019. – № 6. – P. 64–71.