УДК 622.245.001.57

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СКВАЖИНАМИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

ANALYSIS OF QUALITY OF PERFORATION OF PRODUCTION FORMATIONS BY WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETION

В. Г. Кузнецов
V. G. Kuznetsov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: скважина с горизонтальным окончанием; корреляционно-регрессионный анализ; множественная корреляция; дебит
Key words: well with horizontal completion; correlation and regression analysis; multivariable correlation; well production rate

Основным показателем качества вскрытия продуктивных пластов в процессе бурения является максимальное сохранение их коллекторских свойств. К настоящему времени в решении этой задачи накоплен большой опыт, однако многообразие горно-геологических особенностей строительства скважин не позволяет создать универсальную технологию вскрытия пластов. Поэтому возникает необходимость в совершенствовании техники и технологии вскрытия пород коллекторов нефти и газа.

Особенно актуальной является проблема качества строительства скважин с горизонтальным окончанием, в связи с тем что понятие качества работ в бурении и при их заканчивании до сих пор четко не определено [1–3]. Успешное решение проблемы оценки качества требует комплексного подхода, то есть реализации широкого комплекса организационных, экономических и технических мероприятий, которые могут быть четко сформулированы только на основании фактических данных комплексных исследований воздействия различных факторов на качество вскрытия пласта. В данной статье представлены результаты исследования, проведенного с целью оценки влияния факторов, связанных с бурением и освоением скважин с горизонтальными окончаниями, их ранжирования и построения модели, описывающей качество вскрытия продуктивных пластов такими скважинами.

Исследование было проведено по данным двадцати скважин с горизонтальным окончанием Уватского проекта. Эти скважины имеют схожую конструкцию (табл. 1), пробурены при одинаковом материально-техническом обеспечении, в идентичных геологических условиях. Это дает возможность сопоставить и проанализировать параметры, которые обычно не привлекают внимания исследователей, например продолжительность цикла бурения и освоения и т. д.

Таблица 1

Конструкция скважин

Обсадная колонна	Наружный диаметр, мм	Глубина спуска по стволу, м	Интервал цементирования
Направление	530	50	Не цементируется
Кондуктор	244,5	1 000	До устья
Эксплуатационная колонна	177,8	2 450	600–800 м от устья
Хвостовик-фильтр	114	2 480	Не цементируется

Скважины вскрывают продуктивные пласты верхнетюменской подсвиты со средней глубиной залегания 2 454–2 519 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 4,1 м. Анализ керна показывает, что пласты сложены кварц-полевошпатовыми песчаниками темно-коричневого цвета, плохо отсортированными, мелко-среднезернистыми, глинистыми, слабосцементированными.

Конструкция эксплуатационного забоя включала хвостовик-фильтр, скомплектованный из обсадных труб диаметром 114 мм и фильтров типа ФСЭЛО, закрепленный в скважине с помощью подвески ПХН с перекрытием эксплуатационной колонны не менее чем на 70 м. Хвостовик не цементируется.

Для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта его вскрытие бурением проводилось на безглинистой буровой промывочной жидкости, которая готовилась на пресной воде (или рассоле), с добавлением закупоривающих частиц карбоната кальция и термостабильных полимеров. После спуска хвостовика полимерный раствор в скважинах замещался на солевой.

На всех исследуемых скважинах при строительстве горизонтального участка отсутствовали какие-либо аварии и осложнения.

Интенсификация притока в выбранных для исследования скважинах не производилась. С момента первичного вскрытия продуктивный пласт находился в контакте с раствором, наполняющим скважину, что позволяет рассматривать временной фактор при оценке качества вскрытия пласта.

На первом этапе анализа качества вскрытия продуктивного пласта было отобрано множество факторных признаков, потенциально влияющих на дебит скважины. По полученным результатам из выборки были исключены факторы, значения которых не меняются для всех исследуемых скважин (например, параметры буровой промывочной жидкости). В результате при разработке регрессионной модели были учтены следующие факторные признаки: подача буровых насосов; максимальная и средняя скорости бурения горизонтального участка скважины; скорость спуска обсадной колонны; зенитный угол вхождения в горизонтальный участок скважины; продолжительность бурения горизонтального участка; время ожидания ввода скважины в эксплуатацию; общее время контакта скважины с буровой технологической жидкостью.

В качестве результативного признака рассматривается дебит скважины. Тем не менее при различных длинах фильтра показатель дебита в т/сут не отражает продуктивности относительно длины вскрытого интервала. Поскольку длины хвостовиков и фильтров в компоновке хвостовиков различны, скважины были ранжированы по величине дебита на 1 погонный метр фильтра (т/сут/м). Известно, что основная зона притока (1/3 перфорированной длины) приходится на начало вскрытого интервала [3]. Этот факт указывает на то, что удельный дебит также не является точным показателем продуктивности отдельных участков хвостовика, но пропорциональность общей длины перфорированного интервала горизонтальной секции и дебита в идеальных условиях должна сохраняться.

Анализ данных по исследуемым скважинам показывает, что длина вскрытого скважиной участка продуктивного пласта не гарантирует увеличения дебита скважины. С учетом подобия геологических условий и идентичности конструкции

скважин можно предположить, что на значение удельного дебита оказывает влияние технология первичного вскрытия пласта, то есть показатели, которые первоначально были определены как факторные признаки. Для определения факторных признаков, влияющих на удельный дебит скважины, был произведен корреляционно-регрессионный анализ, в ходе которого из всего многообразия факторных признаков отбирались статистически значимые.

В результате проведенного анализа статистически значимая зависимость между единичными признаками и удельным дебитом не была обнаружена, однако была выявлена множественная корреляция на удельный дебит. Модель множественной корреляции позволяет численно определить одновременное воздействие на результативный фактор нескольких факторных признаков. При ее использовании эти факторы могут быть не только определены, но и ранжированы в зависимости от степени их влияния.

Для реализации этой модели множественной регрессии применялся пакет Microsoft Excel «Анализ данных», с помощью которого оценено влияние различных сочетаний указанных ранее факторных признаков на удельный дебит горизонтальных скважин. Методом перебора были рассмотрены различные комбинации признаков, и выбрана модель, хорошо согласующаяся с фактическими данными. Эта модель представлена линейным уравнением с шестью степенями свободы

$$Y = 1{,}446 - 0{,}838 * X_1 - 0{,}00620 * X_2 - 0{,}00291 * X_3 - 0{,}000184 * X_4,$$

где Y — удельный дебит, т/сут/м; X_1 — угол вхождения в пласт, градусов; X_2 — обводненность скважины, %,; X_3 — время контакта скважины с буровой промывочной жидкостью, сут; X_4 — максимальная подача насосов, л/мин.

Полученная модель данных выборки имеет достаточно высокую точностью (табл. 2).

Таблица 2

Регрессионная статистика для модели множественной корреляции факторных признаков на удельный дебит

Множественный R	0,868
R-квадрат	0,701
Нормированный R-квадрат	0,763
Стандартная ошибка	0,103

Результаты ранжирования факторных признаков по степени воздействия на результативный признак (по Р-значению) приведены в таблице 3.

Таблица 3

Значимость факторных признаков по критерию Стьюдента

Факторные признаки	Р-значение
Общее время ожидания, суток	0,0000830
Обводненность, %	0,0196
Зенитный угол горизонтальной участка скважины	0,0106
Максимальная подача насосов	0,339

Чем меньше Р-значение, тем большую значимость имеет указанный фактор на удельный дебит. Таким образом, согласно данной модели наибольшее влияние на дебит скважины оказывает время контакта скважины с буровой промывочной жидкостью (или общее время ожидания ввода в эксплуатацию). Примерно на одном уровне находится влияние обводненности скважины и зенитного угла вхождения в продуктивный пласт. В меньшей степени на удельный дебит влияет пода-

ча буровых насосов. Следует отметить, что согласно полученному уравнению дебит скважины тем больше, чем меньшее значение имеют факторные признаки, то есть для получения максимального значения дебита необходимо достичь минимальных показателей ожидания ввода в эксплуатацию.

Из анализа математической модели также следует, что увеличение дебита достигается при уменьшении зенитного угла скважины, что может быть связано с технологическими сложностями проводки горизонтальной части (ухудшением выноса шлама) или геологическими особенностями (анизотропией пласта).

Суммарное время бурения горизонтального участка и ожидания ввода скважины в эксплуатацию, как показывает модель, имеет наибольшее влияние на дебит скважины, поскольку чем дольше горные породы продуктивного пласта находятся в контакте с буровой промывочной жидкостью, тем сильнее оказывается отрицательное влияние на их коллекторские характеристики. Таким образом, наиболее простым способом увеличения дебита скважин с горизонтальным участком является сокращение времени контакта скважины с промывочной жидкостью. К тому же это не потребует дополнительных затрат на разработку технологий и дополнительных исследований, так как большая часть времени уходит на ожидание ввода в эксплуатацию, а не на бурение горизонтального участка. Для отдельных скважин время ожидания составляет более 100 дней, тогда как среднее время бурения и спуска хвостовика по исследуемым скважинам — 10 дней.

Причиной отрицательного влияния повышения подачи буровых насосов на удельный дебит является то, что она имеет непосредственное влияние на величину гидродинамического давления на забое скважины, которое оказывает значительное воздействие на фильтрационно-емкостные свойства пласта.

В меньшей степени кажется объяснимой связь удельного дебита с зенитным углом вхождения в продуктивный пласт и обводненностью. Возможной причиной связи между зенитным углом и дебитом может быть то, что характер воздействия разгрузки горных пород в разных направлениях напластования может иметь различное влияние не только на изменение структуры и пористости породы, но и на степень ее загрязнения при фильтрации бурового раствора в связи с анизотропией физических свойств. Анизотропия характерна для слоистых горных пород, то есть их физические характеристики в направлении перпендикулярном слоям могут сильно отличаться от характеристик в плоскостях напластования [4], что может быть в полной применимо к кварц-полевошпатовым песчаникам, которыми представлены продуктивные пласты верхнетюменской подсвиты. Обводненность же, в свою очередь, может указывать на несовершенство эксплуатационного забоя, в том числе на нарушение ВНК при вскрытии пласта, так как в связи с ранней стадией разработки скважин можно исключить такие причины обводненности, как передвижение контурных вод, или технические причины (например, нарушение герметичности обсадной колонны). Тем не менее воздействие данных двух факторов на удельный дебит требует дальнейшего подтверждения на более обширном материале.

Вероятно, все данные признаки имеют пороговые значения, по достижении которых уравнение теряет математический смысл. Для нахождения этих пороговых значений необходимы более глубокое исследование и больший объем фактического материала, однако даже такие данные не могут быть гарантией нахождения предельных значений переменных, так как значительное уменьшение исследуемых факторных признаков экономически нецелесообразно или технологически не обосновано.

Несмотря на то что данная модель достаточно точно коррелирует удельный дебит и комплекс геологических (максимальный зенитный угол, обводненность) и технологических (скорость спуска обсадной колонны, время ожидания ввода в эксплуатацию) факторных признаков, результаты исследования в текущем виде не

могут применяться на практике или служить полноценным обоснованием оценки качества вскрытия пласта в связи с недостаточным объемом выборки и требуют дальнейшего подтверждения на большем объеме статистических данных. Также следует отметить, что данное уравнение является географически привязанным к конкретному месторождению в связи с учетом геологических свойств пласта и может иметь иной коэффициент при зенитном угле относительно коллекторов другого строения. Тем не менее ценность проведенного исследования заключается в успешно реализованном методе оценки качества вскрытия, дальнейшая разработка которого может дать более глубокое понимание процессов, влияющих на продуктивность скважины.

Список литературы

1. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А. И. Булатов [и др.]; под ред. А. И. Булатова. – М.: Недра, 1998. – Т. 5. – 375 с.
2. Александров И. Е. Разработка и внедрение технологических жидкостей для бурения, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов юрских отложений на месторождениях Западной Сибири: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Краснодар, 2007. – 27 с.
3. Гайдуков Л. А., Михайлов Н. Н. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах // Экспозиция Нефть Газ, 2010. – № 2. – С. 19–25.
4. Карев В. И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин: Автореф. дис. канд. техн. наук. – СПб, 2010. – 34 с.

Сведения об авторе

Кузнецов Владимир Григорьевич, *д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390393, e- mail: burenie@rambler.rb*

Information about the author

Kuznetsov V. G., *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Wells Drilling, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)930393, e-mail: burenie@rambler.rb*

УДК 622.276.8

СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ЗАКАЧИВАЕМЫХ И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

REDUCING RESERVOIR PERMEABILITY IN WELLBORE ZONE IN INTERACTION OF INJECTED AND RESERVOIR FLUIDS

Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Ахметзянов

N. G. Musakaev, R. R. Akhmetzyanov

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, , г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: реагент; деструктор; гель; гидравлический разрыв пласта; блокирующий слой

Key words: reagent; destructor; gel; hydraulic fracturing; blocking layer

Интенсификация добычи нефти за счет гидравлического разрыва пласта (ГРП) на сегодняшний день является эффективным способом поддержания уровня добычи нефти на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, и нередко единственно возможным способом введения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [1, 2]. При этом нередки случаи, когда после проведения ГРП фактически полученный дебит по скважине ниже потенциально достижимого (планового).

Подобные случаи имели место при освоении нефтенасыщенных пластов юрских отложений Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения. Залежи данного месторождения характеризуются как сложнопостроенные залежи с трудноизвлекаемыми запасами, преимущественно линзовидного строения, литологически экранированные. Параметры основного объекта разработки — пластов