

**ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ
ОТРЕМОНТИРОВАННЫХ СКВАЖИН СКИН-ФАКТОРОМ**
EVALUATION OF THE STATE OF THE REPAIRED WELL NEAR
BOTTOMHOLE ZONE BY SKIN-FACTOR

Е. В. Лукаш, Г. А. Шлеин, А. В. Кустышев, Л. Б. Калимулина

E. B. Lukash, G. A. Shlein, A. V. Kustyshev, L. B. Kalimulina

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: прискважинная зона; скин-эффект; низкопроницаемый пласт; струйный насос; гидравлический разрыв; продуктивность

Key words: near bottomhole zone; skin-factor; low permeability reservoir; jet pump; formation hydraulic fracturing; productivity

Западная Сибирь является одним из крупнейших поставщиков углеводородного сырья и крупнейшей бюджетообразующей территорией Российской Федерации, тем не менее ситуация с добычей углеводородного сырья достаточно непростая. В последние годы снижение добычи газа в регионе составило 4 %, нефти — 8 %. В 2013 году средние затраты компаний в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре на добычу 1 м³ трудноизвлекаемой нефти почти вдвое превысили затраты на добычу того же объема стандартной нефти. Однако опыт показал, что при нулевой ставке налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) многие компании брались за такие проекты. Потенциал таких компаний сегодня огромен, так как объемы трудноизвлекаемой нефти в округе оцениваются в 12 млрд тонн. Эта цифра сравнима с общим объемом добычи нефти всего Западно-Сибирского региона за последние 50 лет.

Эксплуатационные скважины, вскрывшие низкопроницаемые пласты-коллекторы, не обеспечивают достаточные уровни добычи нефти по причине ухудшенного состояния прискважинных зон пласта (далее ПЗП). Объективная оценка состояния ПЗП разведочных и добывающих скважин путем определения величин и значений скин-эффектов с помощью гидродинамических исследований позволит своевременно осуществлять мероприятия по повышению продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов.

В данной статье авторы рассмотрели следующие аспекты добычи трудноизвлекаемой нефти:

- анализ зависимости продуктивности скважин от величины и значения скин-эффекта с целью оценки состояния ПЗП для дальнейшего планирования и проведения мероприятий по интенсификации нефтегазовых притоков;
- влияние величины и значения скин-эффекта на состояние ПЗП на опыте освоения разведочных скважин, вскрывших низкопроницаемые пласты на месторождениях Западной Сибири;
- критерии (основанные на значении и величине скин-эффекта) для выбора методов воздействия на ПЗП с целью увеличения продуктивности низкодебитных скважин.

Одним из распространенных методов оценки состояния ПЗП является определение скин-фактора. Под скин-фактором, или по-иному под скин-эффектом, понимается безразмерный комплексный показатель, характеризующий для гидродинамически совершенной скважины дополнительные потери давления в близлежащей зоне пласта. Принято считать, что положительные значения скин-фактора характерны для ухудшенного по отношению к удаленной части пласта состояния прискважинной зоны, отрицательные — для улучшенного. В частности, при ремонте скважин обычно значение скин-фактора является отрицательной величиной [1, 2, 3].

Скин-фактор определяется при обработке данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) при неустановившихся режимах со снятием кривых восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ).

В работе [4] предложено определять значение скин-эффекта по формуле

$$S = 1,151 \left[\frac{\Delta P_c^{(t)}}{i} - \lg t - \log \frac{\alpha}{r_c^2} - 0,35i \right], \quad (1)$$

где t — время после остановки скважины, соответствующее какой-либо точке прямолинейного участка на КВД, с; ΔP_c — прирост забойного давления после остановки скважины, соответствующий времени t , кгс/см²; i — уклон прямолинейного участка КВД; r_c — радиус скважины по долоту, м; α — коэффициент пьезопроводности, см²/с.

Коэффициент пьезопроводности определяется для удаленной зоны пласта по формуле, предложенной В. Н. Щелкачевым [5]

$$\alpha = \frac{k}{\mu(m\beta_{жс} - \beta_c)} = \frac{k}{\mu\beta}, \quad (2)$$

где $\beta_{жс}$ и β_c — коэффициенты сжимаемости жидкости и пласта; β^* — коэффициент упругоэластичности пласта, Па⁻¹; m — эффективная пористость, д. ед; μ — динамическая вязкость, Па·с.

Значение скин-фактора, определяемое по формуле (1), характеризует суммарные потери давления в прискважинной зоне, обусловленные изменением проницаемости в ПЗП и гидродинамическим несовершенством скважины.

Ван Эвердингом и Херстом [6, 7] предложена следующая запись уравнения упругого режима с учетом скин-фактора:

$$\Delta p_c(t) = p(t) - p_c(T) = \frac{q}{4\pi\varepsilon} \left(\ln \frac{2,2s\chi t}{r_c^2} \right) + 2S, \quad (3)$$

где ε — гидропроводность, Д*см/сПз.

В соответствии с формулой (1) для гидродинамически совершенной скважины

$$S = \left(\frac{\eta_0}{\eta} - 1 \right) \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (4)$$

где η — фактическая продуктивность реальной скважины, м³/сут/кгс/см²; η_0 — потенциальная продуктивность, которая может быть получена от совершенной скважины (при отсутствии скин-фактора).

Определение скин-фактора по предложенным формулам требует предварительной обработки КВД с применением метода касательной [4], основанного на уравнении упругого режима. Теоретически, то есть для однородного по проницаемости коллектора, при мгновенной остановке скважины и отсутствии влияния работы соседних скважин, КВД в этих координатах должна иметь вид прямой линии, по уклону которой определяются фильтрационные характеристики пласта. Фактически на форму КВД оказывают влияние различные факторы, обуславливая отклонение ее от прямой линии, особенно на начальном участке [4]. К таким основным факторам относят неоднородность коллектора, немгновенную остановку скважин (послеприток), влияние непроницаемых границ и соседних скважин [8].

Распространенный способ оценки состояния ПЗП, основанный на определении скин-фактора при обработке КВД методом касательной, можно применять для КВД при практически полном (не менее 99 %) восстановлении забойного давления до величины пластового и при однозначном выделении прямолинейного участка. При неполном восстановлении давления величина скин-фактора может быть определена с приемлемой погрешностью, если на КВД в полулогарифмических координатах выделяется заключительный участок, аппроксимируемый линейной зависимостью с величиной коэффициента детерминации не ниже 0,96.

Для получения необходимых данных авторами были проведены ГДИС на ряде месторождений Западной Сибири, и дана оценка ПЗП по величине и значению скин-фактора (таблица).

**Результаты газодинамических исследований
разведочных скважин Западной Сибири в процессе освоения**

№ скв.	Пласт	Интервал, м	Q, м ³ /сут	Δ P, кгс/см ²	ρ, м ³ /сут·кгс/см ²	Скин-фактор	K _{пр} , Д	Состояние ПЗП
1	НХ-З ₀ НХ-З ₁	2820,0–2825,0 2815,0–2819,0 2806,0–2808,0	14,24	121,43	0,1153	-0,5	0,0035	Улучшенное
2	БС ₇	2754,0–2762,0	0,38	154,6	0,0016	3,5	0,00565	Ухудшенное
3	Ю ₂	2704,0–2722,0	5,52	55,2	0,03	-0,3	0,00011	Ухудшенное
4	Ю ₀	2560,0–2594,0	12	93,11	0,237	-0,45	0,004	Улучшенное
5	ЮС ₄	3024,0–3030,0 3033,5–3039,0	0,84	167,9	0,031	2	0,000007	Ухудшенное
6	Ач ₂	2727,0–2738,5	7,32	77,83	0,034	0	0,0006	Улучшенное
7	Ю ₂ , Ю ₃	2787,0–2805,0	3,2	133,94	0,0174	1	0,000677	Ухудшенное
8	Ю ₂	2892,0–2899,0 2906,5–2915,5	3,7	144,13	0,0212	0,8	0,00012	Ухудшенное
9	Ю ₃	2816,0–2821,0	0,48	149,00	0,00314	3	0,0014	Ухудшенное
10	Ю ₂	2796,0–2803,0	0,64	71,28	0,00429	2,5	0,002026	Ухудшенное

В ходе ГДИС было установлено, что ПЗП исследуемых скважин в большинстве случаев является ухудшенной. Об этом свидетельствует низкая проницаемость и положительные значения скин-эффекта. Именно с этим связана малодебитность исследуемых скважин. Для наглядности полученные данные можно представить графически в виде зависимости между величиной скин-фактора и дебита (рис. 1).

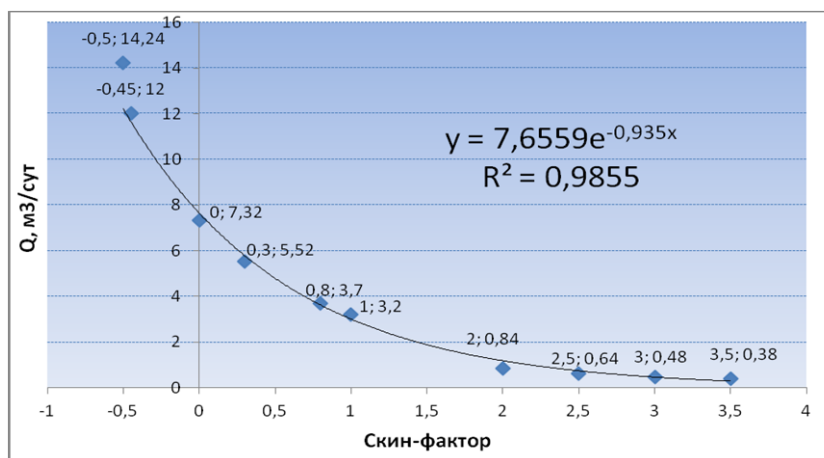


Рис. 1. Зависимость дебита скважин от величины скин-фактора

Также представим графическую зависимость между коэффициентом продуктивности и значением скин-эффекта (рис. 2)

На данных графиках (см. рис. 1, 2) можно увидеть, что при положительных значениях скин-эффекта дебит исследуемых объектов стремится к нулю. Более высокая достоверность наблюдается на рис. 1, где представлено изменение дебита [9].

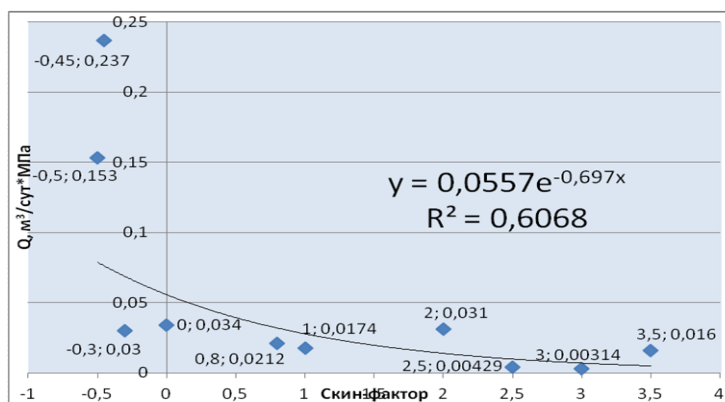


Рис. 2. Зависимость продуктивности скважин от значения скин-эффекта

Особое внимание следует уделить юрским отложениям Тюменской свиты. По полученным данным описана зависимость продуктивности дебитов от значения и величины скин-эффекта (рис. 3, 4).

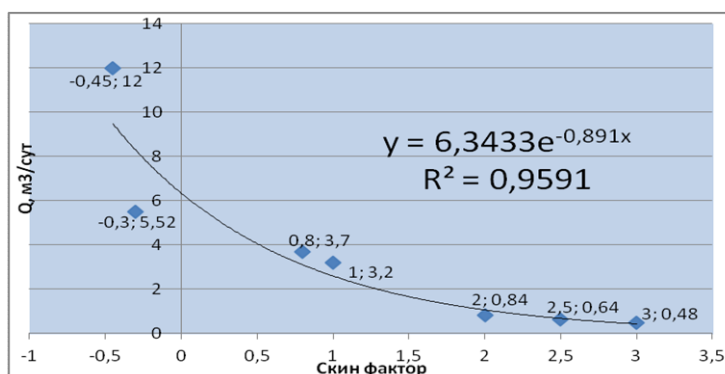


Рис. 3. Зависимость дебита скважин пласта Ю от значения скин-эффекта

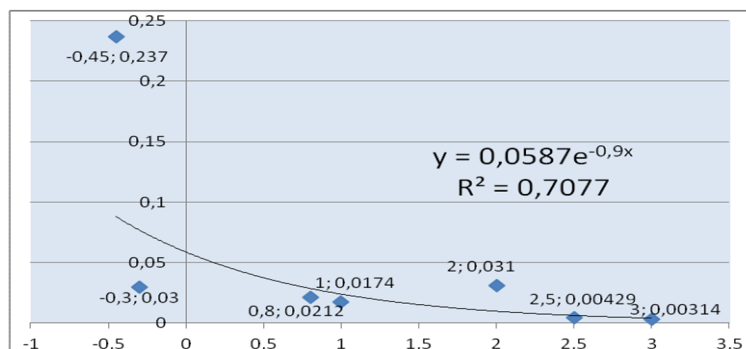


Рис. 4. Зависимость продуктивности скважин пласта Ю от величины скин-эффекта

В последнее время отмечается появление целого ряда публикаций авторов (О. М. Мкртчяна, Б. Н. Шурыгина, В. Н. Сергиенко) по результатам изучения юрского интервала Западно-Сибирского бассейна. Следует отметить, что практически во всех опубликованных работах и фондовых документах, касающихся изучения пластов Ю, отмечается высокая неоднородность и сложное геологическое строение. Неоднород-

ность пластов часто проявляется в виде резкой изменчивости общих и эффективных толщин, локальных выклиниваний коллекторов и зон глинизации. Именно поэтому на многих месторождениях в пределах единых пластов определяются зоны с абсолютно различными значениями дебитов и продуктивности, которые, в нашем случае по пласту Ю, варьируются от 0,48 до 12 м³/сут, от 0,003 до 0,237 м³/сут.

Технологии интенсификации и увеличения продуктивности скважин имеют первостепенное значение в обеспечении добычи нефти, в том числе и в Западной Сибири, и этому вопросу уделяется особое внимание. К основным методам повышения нефтеотдачи пластов в регионе относят физические, гидродинамические и химические.

Основными задачами при создании технологий увеличения нефтеотдачи пластов являются выравнивание проницаемости неоднородных пластов, создание сопротивлений фильтрации жидкости в промытых зонах пласта, интенсификация фильтрации в застойных нефтенасыщенных зонах.

При положительных значениях скин-эффекта рекомендуется проводить обработку ПЗП с целью увеличения нефтеотдачи, например, при значениях скин-эффекта от 0 до +3 рекомендуется комплексно воздействовать на ПЗП виброволновыми технологиями в химически активных средах (СКО, ГКО, ПАВ, растворители) с помощью струйных насосов [10, 11, 12].

Такая технология позволит сократить время очистки ПЗП от продуктов проникновения буровых растворов и увеличить продуктивность скважины. Для эффективного воздействия на пласт и увеличения фазовой проницаемости нужно проводить предварительное вибрационное воздействие на ПЗП в нескольких точках без закачки жидкости в пласт. В пласте происходит сдвиг застойных участков флюидов — их «расхаживание», ослабление связей флюида и загрязняющих частиц со скелетом коллектора.

Затем нужно провести закачивание химической композиции через виброгенератор в пласт с установкой пакера над интервалом перфорации, что позволит воздействовать на застойные зоны и образовывать новые каналы фильтрации [13]. Особенностью данной технологии является цикличность процесса воздействия активной жидкости на пласт методом «закачивание — стравливание». Процесс поддерживает в ПЗП жидкость в динамическом состоянии, динамика жидкости будет вовлекать в движение нерастворимые продукты реакции, не позволяя образовываться ассоциатам.

По окончании обработки ПЗП активной жидкостью производится смена забойного оборудования на компоновку, включающую фильтр с электронным манометром, пакер, установленный непосредственно над интервалом перфорации, и струйный насос (рис. 5).

По итогам проведения данной технологии на разведочных скважинах был получен приток, превышающий первоначальный в 2–3 раза.

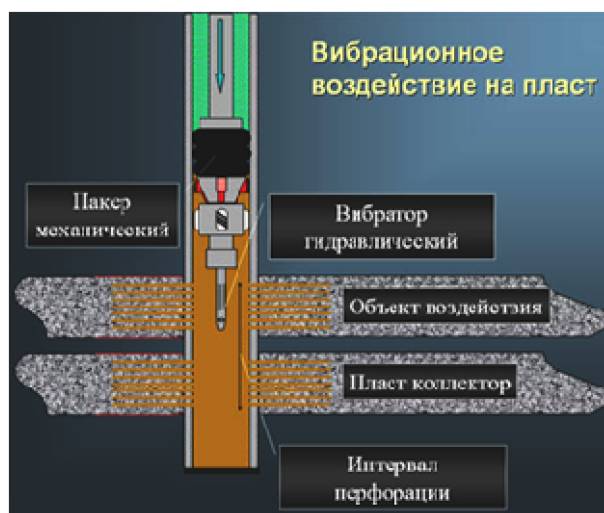


Рис. 5. Вибрационное воздействие на пласт

При значениях скин-эффекта от +3 до +5 рекомендуется проведение микро ГРП, так называемый локальный (мелкий) гидроразрыв пласта (рис. 6), являющийся эффективным средством воздействия на ПЗП для устранения фильтрационных сопротивлений (скин-эффекта) [9].

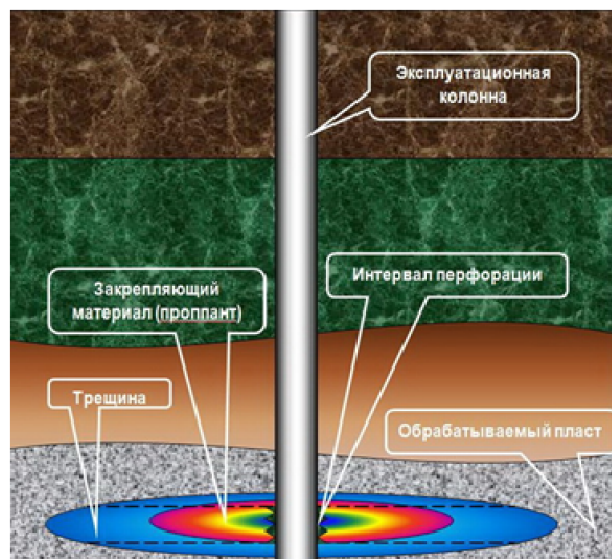


Рис. 6. Схематичное представление ГРП

При этом достаточно создать трещины длиной не более 30 м и закачать несколько тонн проппанта, и дебит скважин увеличивается в 5–7 раз, что подтверждается результатом проведения данной технологии на разведочных скважинах Салымского лицензионного участка, Янлотской, Малоумской и Косухинской площадей, Соровского, Радонежского, Западно-Эргинского месторождений.

Выводы

- Определена зависимость продуктивности скважин от величины и значения скин-эффекта на ряде месторождений и площадей Западной Сибири, например, по пласту Ю дебиты и продуктивность варьируются соответственно от 0,48 до 12 м³/сут и от 0,003 до 0,237 (м³/сут)·(кгс/см²).
- Оценено состояние ПЗП разведочных скважин, а также отремонтированных скважин с точки зрения скин-эффекта для дальнейшего планирования и проведения мероприятий по интенсификации нефтегазовых притоков. При значениях скин-эффекта от 0 до +3 рекомендуется комплексно воздействовать на ПЗП вибро-волновыми технологиями в химически активных средах (СКО, ГКО, ПАВ, растворители) с помощью струйных насосов. При значениях скин-эффекта от +3 до +5 рекомендуется проведение микро ГРП.
- Повышение эффективности разработки новых и особенно доработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления продуктивностью скважин. Особое внимание при этом заслуживают малодебитные скважины, количество которых, к сожалению, неуклонно возрастает, а от эффективности работы с таким фондом зависит как общая добыча нефти в стране, так и себестоимость добычи нефти.

Список литературы

1. Шагиев Р. Г., Левченко И. Ю. Анализ составляющих скин-фактора на примере исследований скважин Памятно-Сасовского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 12. – С. 67-69.
2. Карнаухов М. Л. и др. Метод определения скин-эффекта по данным кривых восстановления уровня / М. Л. Карнаухов, Е. М. Пьянкова, И. В. Шпуров // Известия вузов. Нефть и газ. – 2002. – № 6. – С. 40-42.
3. Лукаш Е. В. Глушение скважин как фактор, ухудшающий скин-фактор после капитального ремонта скважин // Кристаллы творчества: материалы докладов Студенческой академии наук, 2014. – В 2-х томах. Т. 1. – С. 135-139.

4. Четверкин А. И. Методические вопросы обработки кривых восстановления давления для нефтяных месторождений, разрабатываемых в условиях однофазной фильтрации // Геология и разработка нефтяных месторождений / Труды Пермского филиала института Гипровостокнефть. – Пермь, 1970. – № 5. – С. 136-150.
5. Щелкачев В. Н. Подземная гидравлика. – М.: Ижевск, 2001. – 735 с.
6. Van Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well. – 1953. – P. 171-176.
7. Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a well bore. «The petroleum Engineer». 1953. – № 11. – P. 125-138.
8. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
9. Сулейманов Б. А. О влиянии скин-эффекта на дебит нефтяных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 8. – С. 68-70.
10. Шлеин Г. А., Пасынков А. Г., Газимов Р. Р. Технология оптимизации нефтедобычи. Повышение нефтеотдачи пластов. Труды Международного технологического симпозиума. (Россия, Москва: РАГС при Президенте РФ, 2002).
11. Шлеин Г. А., Пасынков А. Г., Газимов Р. Р. Технология разработки залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах. Труды Международного технологического симпозиума. (Россия, Москва: РАГС при Президенте РФ, 2002).
12. Кустышев А. В., Паникаровский Е. В., Кустышев Д. А. Интенсификация добычи на завершающей стадии разработки месторождений Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2014. – № 7. – С. 23-25.
13. Пат. № 2131023 Российская Федерация. Способ освоения, исследования скважин и интенсификации нефтегазовых притоков и устройство для его осуществления / Шлеин Г. А., Чернов Е. Ю., Семенов Г. Д. (РФ). – Оpub. 17.02.98.

Сведения об авторах

Лукаш Евгения Валерьевна, магистрант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092

Шлеин Геннадий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., академик РАО, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info

Калимулина Лариса Борисовна, специалист 2 категории кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет г. Тюмень, тел. 8(3452)206092

Information about the authors

Lukash E. V., postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092

Shlein G. A., Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092

Kustyshev A. V., Doctor of Engineering, academician of RAS, professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info

Kalimulina L. B., specialist of category II of the chair «Drilling of oil and gas wells» Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092