

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА РАСШИРЕНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович¹,
vsh@of.ugntu.ru

Андреев Вадим Евгеньевич²,
intnm@yandex.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

² Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан,
Россия, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3.

Актуальность. Активное вовлечение в разработку мелких и средних по размерам залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами в условиях снижения добычи нефти по высокопродуктивным объектам в стране во многом определяется обоснованным выбором и созданием новых инновационных технологий, позволяющих обеспечить рентабельность эксплуатации этих объектов. В этой связи актуальной является задача создания комплекса различных алгоритмов на основе обобщения опыта разработки залежей, находящихся длительное время в эксплуатации, позволяющих проводить отбор и обоснование использования лучших практик в иных геолого-промысловых условиях с учетом специфики новых объектов, причем с момента выхода месторождений из разведки.

Цель работы: создание алгоритма оценки результативности мероприятий, направленных на повышение эффективности технологий первичного и вторичного вскрытия пластов, воздействия на призабойную зону и пласт в различных геолого-промысловых условиях для обоснования их использования и снижения рисков принятия неэффективных решений на основе обобщения промысловых данных.

Методы. Дифференцированно, для условий различных групп скважин месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, проведен геолого-промысловый анализ и обобщение данных эксплуатации скважин, при которых с использованием методов математической статистики и теории вероятности изучена динамика изменения степени очистки призабойной зоны и коэффициента продуктивности скважин по фактическим данным добычи жидкости с использованием безразмерного времени.

Результаты. Получены зависимости и модели, лежащие в основе различных алгоритмов, позволяющих оценивать эффективность вскрытия пластов и воздействие на призабойную зону скважин с целью интенсификации процесса нефтеизвлечения, снижения себестоимости добываемой продукции и увеличения рентабельности при вводе в эксплуатацию и дальнейшей разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Выводы. Полученные результаты, методики и алгоритмы позволяют повышать эффективность оценки результативности использования инновационных технологий и на этой основе проводить поиск и обоснование технологических решений, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений, находящихся у границы экономической рентабельности.

Ключевые слова:

Коэффициент продуктивности, призабойная зона пласта, трудноизвлекаемые запасы, интенсификация, ресурсная база.

Современный этап развития нефтяной отрасли России характеризуется необходимостью ввода в активную разработку мелких и средних месторождений нефти, содержащих запасы, отнесенные к категории трудноизвлекаемых, но приуроченных к регионам с развитой производственной инфраструктурой. Ограниченный ввод их в разработку в предыдущие годы объяснялся отсутствием инновационных технологий, позволяющих существенно снизить себестоимость добываемой продукции [1–4].

Создание и использование новых технологий, обоснованное их применение, введение государством различного рода преференций при разработке таких объектов позволяют рассматривать их существенным резервом добычи нефти.

Одним из важнейших моментов, позволяющих повысить технико-экономические показатели разработки низкопродуктивных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, является интенсификация выработки запасов, причем с самого начала эксплуатации объектов [5–7].

Наличие широкого круга технологий первичного и вторичного вскрытия пластов [8–12], методов воздействия на призабойную зону и пласт [13–15], использование различных конструкций скважин [16, 17] требует корректной сравнительной оценки результативности этих мероприятий в различных геолого-промысловых условиях для обоснования областей их применения и снижения рисков принятия неэффективных решений [18, 19]. В связи с этим была поставлена цель – создание комплекса алгоритмов решения задач оценки эффективности применения различных технологий, позволяющих снизить себестоимость добычи нефти и расширить использование ресурсной базы месторождений.

В промысловой практике одним из основных параметров, используемых для оценки эффективности различных мероприятий, является коэффициент продуктивности ($K_{прод}$, т/сут·МПа) скважин, который интегрально учитывает фильтрационно-емкостные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной [20]. Однако его использование должно

быть «очищено» от посторонних «шумов», поскольку этот важный параметр оценки подвержен изменению в результате воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП), очистки её от продуктов бурения, начала фильтрации многофазной жидкости, падения пластового давления ниже давления насыщения, упругих деформаций пласта [21–23]. Кроме того, использование коэффициента продуктивности как параметра оценки эффективности применения различных технологий первичного и вторичного вскрытия пластов и воздействия на призабойную зону при освоении скважин невозможно из-за отсутствия измерений $K_{\text{прод}}$ до проведения мероприятий.

Для снятия вышеприведенных неопределенностей, устранения «посторонних шумов» и получения возможности объективной оценки эффективности проведения мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти до пуска скважин в эксплуатацию, было выбрано более 300 скважин месторождений Западной Сибири, приуроченных в тектоническом отношении к Яромовскому прогибу и Сургутскому своду, в стратиграфическом – к пластам БС₁₀, БС₁₁ и ЮС.

Обязательными условиями выбора скважин были:

- вскрытие пласта на глинистом растворе и перфорация колонны из расчета 20 отв/пог.м;
- при освоении и в период очистки призабойной зоны отсутствие проведения каких-либо мероприятий по воздействию на ПЗП.

По этим скважинам были выбраны значения коэффициентов продуктивности, определенные:

- при обводненности продукции менее 15 %;
- в начальный период разработки при отсутствии закачки в пласт воды;
- в период стабилизации после завершения очистки призабойной зоны от продуктов бурения (после выхода скважины на максимальный оптимальный дебит (МОД) и до момента начала изменения $K_{\text{прод}}$ в силу различных причин).

Считалось, что скважина достигла МОД (завершение процесса очистки призабойной зоны) в момент, после которого он не изменялся более чем на 10 %, т. е. на величину погрешности определения дебита скважин.

Порог обводненности, согласно работам В.Г. Канакина, принят на уровне 15 %, поскольку, как показали проведенные исследования [24] в условиях месторождений Западной Сибири, с началом фильтрации водной фазы происходит увеличение коэффициента продуктивности скважин за счет снижения вязкости фильтрующейся в пласте жидкости. При обводненности более 15 % отмечается рост продуктивности скважин.

Анализ изменения $K_{\text{прод}}$ и МОД во времени показал, что время очистки призабойной зоны от продуктов бурения изменяется от 1 до 12 месяцев, составляя в среднем 4,5 мес. Период стабилизации коэффициента продуктивности составляет в среднем около 2,5 лет. Выводы, близкие к полученным

по иным месторождениям Западной Сибири, представлены в работе [24], в которой проведено изучение изменения коэффициента продуктивности скважин во времени. Выделено четыре периода: первый – несколько месяцев происходит очистка ПЗП от фильтрата бурового раствора, и коэффициент продуктивности увеличивается; второй – стабилизация $K_{\text{прод}}$ в течение 3–5 лет, а затем снижение вследствие уменьшения пластового давления деформации пород-коллекторов, начала фильтрации многофазной жидкости, уменьшения работающей толщины из-за обводнения продукции и снижения депрессии на пласт; третий – рост и стабилизация в течение 2–6 лет за счет увеличения работающей толщины из-за подъема депрессии (организация заводнения) и обратной упругой деформации; четвертый – резкое снижение коэффициента продуктивности (8–12 год разработки) ввиду выключения из работы низкопроницаемых пропластков, особенно на участках с повышенной геологической неоднородностью. Делается заключение, что продуктивность отражает реальные свойства пласта во втором периоде в течение 2–5 лет после начала эксплуатации скважин [24].

Однако разброс значений этого параметра довольно значителен, что является отражением геологических особенностей пластов и требует дифференцированного подхода при решении задач подобного рода. В связи с этим был проведен кластерный анализ и выделено четыре группы скважин:

- 1, 2 – пласты БС₁₀ и БС₁₁ Яромовского прогиба, соответственно;
- 3, 4 – пласты БС₁₀ и ЮС Сургутского свода, соответственно.

Результаты проведенной кластеризации были проверены с использованием канонического дискриминантного анализа, который показал, что процент верно сгруппированных скважин изменяется от 83 до 97 %, составляя в среднем 92 % (таблица). Высокие значения параметра, характеризующего подтверждаемость, позволяют рассматривать данные группы скважин без изменений, поскольку эти изменения не выходят за пределы погрешностей измерения параметров скважин и залежей.

Таблица. Соответствие выделенных групп скважин с использованием кластерного анализа результатам канонического дискриминантного анализа

Table. Correspondence of the selected groups of wells with the use of cluster analysis to the results of canonical discriminant analysis

Группа скважин/Group of wells	1	2	3	4
Процент верно сгруппированных скважин, % Wells grouped correctly, %	87	92	97	83

Изучение изменения коэффициента продуктивности скважин во времени с момента освоения и до выхода на максимальный оптимальный дебит показало, что кривые, характеризующие динамику изменения коэффициента продуктивности по

выделенным группам скважин, достаточно близко располагаются друг от друга в координатах $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}} - t'/t_0$, где $K'_{\text{прод}}$ – текущее значение коэффициента продуктивности в момент времени t' , т. е. времени, прошедшего с момента пуска скважины в эксплуатацию; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, определенный в момент времени t_0 , т. е. времени, прошедшего с момента пуска скважины в эксплуатацию до момента выхода ее на максимальный оптимальный дебит. На рисунке представлены осредненные кривые, характеризующие изменения коэффициента продуктивности во времени. Точками обозначены средние значения отношения $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}}$ в интервалах параметра t'/t_0 от 0 до 0,1; от 0,1 до 0,2; ...; от 0,9 до 1,0 и при значении $t'/t_0=1,0$. Вид зависимостей на рисунке определялся путем перебора аппроксимирующих функций различного вида, исходя из значений коэффициентов корреляции и относительных погрешностей.

Зависимости, представленные на рисунке, наилучшим образом описываются функциями следующего вида (1):

$$K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}} = 0,1 + 0,9 t' / t_0$$

(по скважинам группы 1);

$$K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}} = \frac{t' / t_0}{0,28 + 0,72 t' / t_0}$$

(по скважинам группы 2);

$$K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}} = 0,36 + 0,64 t' / t_0$$

(по скважинам группы 3);

$$K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}} = 0,53 + 0,47 t' / t_0 \quad (1)$$

(по скважинам группы 4).

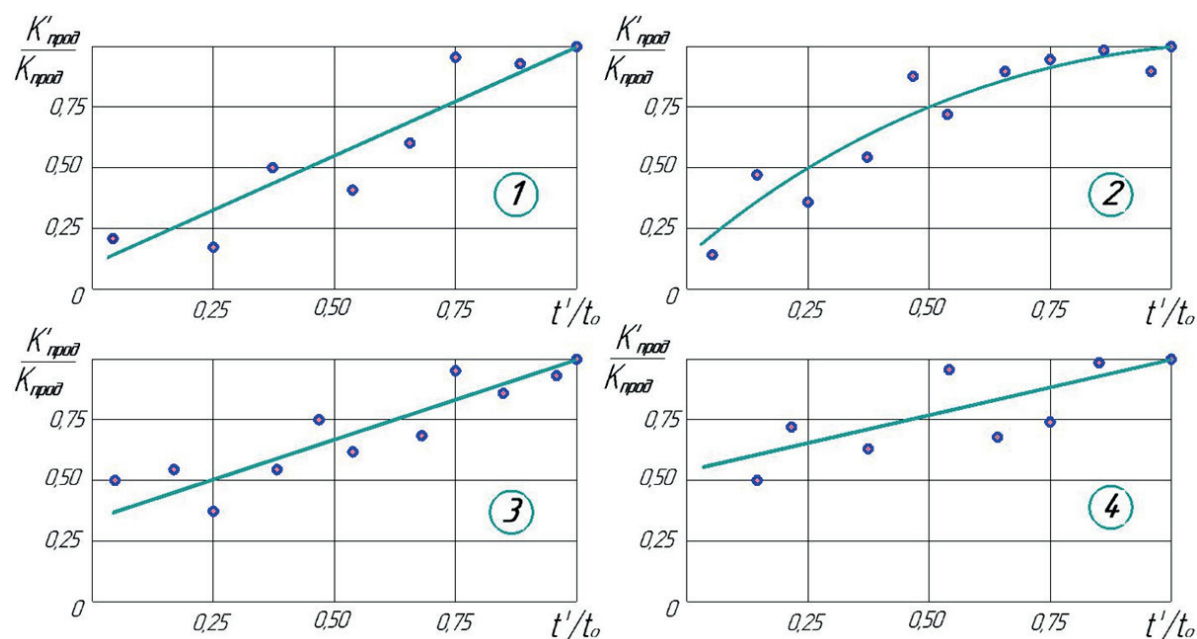


Рисунок. Изменение коэффициента продуктивности скважин в период очистки призабойной зоны пласта: 1, 2, 3, 4 – группы скважин

Figure. Wells productivity index change in the bottom-hole formation zone treatment period: 1, 2, 3, 4 are the groups of wells

ко тот фильтрат, который внедрился в низкопроницаемые разности пород, вымывается довольно медленно ввиду усиленного проявления поверхностно-молекулярных явлений.

На втором этапе было изучено влияние параметров, характеризующих условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, определение которых производится достаточно точно на стадии проведения геолого-разведочных работ и в процессе проведения каротажа скважин [25], на изменение значений коэффициентов продуктивности, определенных после очистки призабойной зоны в период их стабилизации.

При построении многомерных моделей была использована регрессия по главным компонентам, которая позволила устранить коррелированность аргументов, обойтись меньшим их числом без существенной потери информации и получить более устойчивые модели.

Полученные уравнения регрессии, выраженные через исходные параметры, имеют следующий вид:

$$K_{\text{прод}} = -5,78 + 0,04H_{\text{зал}} + 2,08H_{\text{перф}} + 0,69H_{\text{проп}} - 8,66K_{\text{п}} - 2,16K_{\text{р}} + 17,32\alpha_{\text{сп}} + 0,95\rho_{\text{ик}} - 0,14\rho_{2,25} - 0,83M(\text{БК}) + 8,28\mu_{\text{н}} + 127,04\rho_{\text{н}} - 0,63G - 8,28P_{\text{нас}} \quad (2)$$

(по скважинам группы 1);

$$K_{\text{прод}} = 247,32 - 0,07H_{\text{зал}} + 5,78H_{\text{перф}} - 7,02H_{\text{проп}} - 12,52K_{\text{п}} + 0,23K_{\text{р}} + 6,49\alpha_{\text{сп}} - 1,86\rho_{\text{ик}} + 1,12\rho_{2,25} - 2,02M(\text{БК}) - 12,52\rho_{\text{н}} + 0,009G \quad (3)$$

(по скважинам группы 2);

$$K_{\text{прод}} = -284,43 + 0,04H_{\text{зал}} + 0,02H_{\text{перф}} + 0,28H_{\text{проп}} + 368K_{\text{п}} + 1,71K_{\text{р}} - 20\alpha_{\text{сп}} + 0,65\rho_{\text{ик}} + 0,26\rho_{2,25} + 0,48M(\text{БК}) \quad (4)$$

(по скважинам группы 3);

$$K_{\text{прод}} = 50,2 - 0,002H_{\text{зал}} + 0,12H_{\text{перф}} + 0,14H_{\text{проп}} + 2K_{\text{р}} + 2,94\alpha_{\text{сп}} - 0,03\rho_{\text{ик}} - 0,03\rho_{2,25} + 0,009M(\text{БК}) + 0,04G - 1,81P_{\text{пл}} - 0,04t_{\text{пл}} \quad (5)$$

(по скважинам группы 4);

$$K_{\text{прод}} = -34,6 - 0,02H_{\text{зал}} + 0,5H_{\text{перф}} + 0,76H_{\text{проп}} - 41,7K_{\text{п}} - 1,42K_{\text{р}} + 1,41\alpha_{\text{сп}} + 0,44\rho_{\text{ик}} + 0,20\rho_{2,25} - 0,31M(\text{БК}) - 4,7\mu_{\text{н}} - 22,8\rho_{\text{н}} + 0,12G - 0,84P_{\text{нас}} - 0,03P_{\text{пл}} + 2,19t_{\text{пл}} \quad (6)$$

(по скважинам групп 1–4),

где $H_{\text{зал}}$ – глубина залегания кровли пласта, м; $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа; $t_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, °С; $H_{\text{перф}}$ – перфориро-

ванная эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $H_{\text{проп}}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м; $K_{\text{р}}$ – коэффициент расчлененности пласта; $K_{\text{п}}$ – коэффициент песчаности; $\alpha_{\text{сп}}$ – относительная амплитуда ПС; $\rho_{\text{ик}}$ – сопротивление пласта по ИК, Ом·м; $\rho_{2,25}$ – сопротивление пласта по двухметровому зонду, Ом·м; $M(\text{БК})$ – сопротивление пласта по БК, Ом·м; G – газосодержание пластовой нефти, м³/т; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа; $\mu_{\text{н}}$ – вязкость пластовой нефти, мПа·с; $\rho_{\text{н}}$ – плотность пластовой нефти, т/м³.

Необходимо отметить, что если коэффициент множественной корреляции моделей (2)–(5) изменяется от 0,577 до 0,733, то в модели (6), построенной в целом по всем скважинам, он равен 0,496, что указывает на обоснованность проведенной кластеризации скважин и необходимость дифференцированного подхода в решении подобных задач.

Таким образом, использование полученных зависимостей позволяет:

- оценивать время очистки призабойной зоны пласта, проводя исследование методом установившихся отборов при пуске скважин в эксплуатацию или в период очистки по формулам:

$$t_0 = 0,9t' K_{\text{прод}} / (K'_{\text{прод}} - 0,3K_{\text{прод}}) \quad (7)$$

(по скважинам группы 1);

$$t_0 = \frac{t'(1 - 0,72K'_{\text{прод}}) / K_{\text{прод}}}{0,28K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}}} \quad (8)$$

(по скважинам группы 2);

$$t_0 = 0,64t' K_{\text{прод}} / K'_{\text{прод}} - 0,3K_{\text{прод}} \quad (9)$$

(по скважинам группы 3);

$$t_0 = 0,47t' K_{\text{прод}} / K'_{\text{прод}} - 0,3K_{\text{прод}} \quad (10)$$

(по скважинам группы 4),

при этом на использование зависимостей (7)–(10) накладываются ограничения: $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}} > 0,2$; $t_0 < 610$ суток;

- оценивать эффективность воздействия на ПЗП при пуске скважины в эксплуатацию по значениям $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}}$. Эффект при этом определяется с использованием зависимостей, представленных на рисунке, как разница между эталонным значением $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}}$ при $t_0=0$ и $t'/t_0=0$ и фактическим значением $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}}$;
- прогнозировать начальный дебит скважин и дебит после очистки ПЗП (при условии вскрытия пласта на глинистом растворе и проведении кумулятивной перфорации из расчета 20 отв/пог.м);
- оценивать эффективность иных методов первичного и вторичного методов вскрытия пластов по значениям времени очистки ПЗП и значениям $K'_{\text{прод}}$ после очистки призабойной зоны, а также по динамике изменения $K'_{\text{прод}}$ в период очистки ПЗП;
- определять эффективность методов воздействия на ПЗП по значениям времени очистки, значений $K_{\text{прод}}$ на момент очистки, а также по динамике изменения $K_{\text{прод}}$ в период очистки;

- оценивать эффективность бурения скважин различной конструкции.

Проведенный анализ и обобщение процесса очистки призабойной зоны и изменения коэффициента продуктивности добывающих скважин во времени, полученные при этом результаты позво-

лили предложить ряд алгоритмов, позволяющих повысить эффективность оценки результативности технологий, направленных на расширение ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шпуров И.В., Захаренко В.А., Фурсов А.Я. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1 (51). – С. 12–19.
2. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – С. 4–9.
3. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
4. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
5. Webb K.J., Black C.J.J., Tjetland G. A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates // International Petroleum Technology Conference. – Doha, Qatar, 2005. – P. 1–6. DOI: 10.2523/IPTC-10506-MS.
6. Optimization of Surfactant-based Fluids for Acid Diversion / H.A. Nasr-El-Din, M.S. Van Domelen, L. Sierra, T.D. Welton // European Formation Damage Conference. – Scheveningen, The Netherlands, 2007. – P. 1–11. DOI: 10.2118/107687-MS.
7. Gomari K.A.R., Karoussi O., Hamouda A.A. Mechanistic Study of Interaction between Water and Carbonate Rocks for Enhancing Oil Recovery // Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. – Vienna, Austria, 2006. – P. 1–8. DOI: 10.2118/99628-MS.
8. О выборе стратегии заканчивания нефтегазовых скважин / И.Н. Гайворонский, А.А. Меркулов, А.В. Шумилов, А.Д. Савич, И.А. Черных, В.М. Шуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 104–108.
9. Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂ / В.В. Сергеев, Н.Г. Беленкова, Ю.В. Зейтман, В.Ш. Мухаметшин // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9. – № 6. – С. 37–64. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64.
10. Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели / Р.Ф. Якупов, А.А. Гимазов, В.Ш. Мухаметшин, Р.И. Макаев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 66–69. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69.
11. Quo Vadis, Extreme Overbalance? / L. Behrmann, K. Huber, B. McDonald, B. Couët, J. Dees, R. Folse, P. Handren, J. Schmidt, P. Snider // Oilfield Review. – 1996. – V. 8. – № 3. – P. 18–33.
12. Perforating for Stimulation: an Engineered Solution / R.S. Lestz, J.N. Clarke, D. Plattner, A.C. Byrd // SPE Drilling & Completion. – 2002. – V. 17. – № 1. – P. 36–43. DOI: 10.2118/76812-PA.
13. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods / V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev, G.S. Dubinsky, Sh.Kh. Sultanov, R.T. Akhmetov // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.
14. Способ разработки контактных зон на примере Туймазинского нефтяного месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, Ю.В. Зейтман, А.Н. Червякова, М.Д. Валеев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 36–40. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-36-40.
15. Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Search and argumentation of decisions aimed at increasing the efficiency of bottom-hole zone stimulation in oil accumulations with challenged reserves // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 16–18 October 2017. – 23 p. DOI: 10.2118/187785-MS.
16. Черевко М.А., Янин К.Е. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов пластов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 74–77.
17. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. A quantitative assessment method of the productive formation wettability indicator according to the data of geophysical surveys // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 16–18 October 2017. – 12 p. DOI: 10.2118/187907-MS.
18. Мухаметшин В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 40–50.
19. Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique / R.T. Akhmetov, V.V. Mukhametshin, A.V. Andreev, Sh.Kh. Sultanov // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 4. – P. 83–87. DOI: 10.5510/OGP20170400334.
20. Канапин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1984. – 184 с.
21. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
22. Обоснование предельно-допустимых и оптимальных забойных давлений для карбонатных пластов (на примере турнейского яруса Красногорского месторождения) / К.М. Мусин, В.М. Хусаинов, Р.Р. Галлямов, Н.Х. Мусабинова, А.А. Гибадуллин, К.Ф. Шипилова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М.: Нефтяное хозяйство, 2015. – Вып. 83. – С. 106–113.
23. Мухаметшин В.В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 5. – С. 117–124.
24. Канапин В.Г., Капралова М.К. Исследование изменения коэффициента продуктивности при разработке залежей нефти Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 11. – С. 10–12.
25. Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.

Поступила 05.02.2018 г.

Информация об авторах

Мухаметшин В.В., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Андреев В.Е., доктор технических наук, директор Института нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан.

UDC 622.276

INCREASING THE EFFICIENCY OF ASSESSING THE PERFORMANCE OF TECHNIQUES AIMED AT EXPANDING THE USE OF RESOURCE POTENTIAL OF OILFIELDS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES

Vyacheslav V. Mukhametshin¹,

vsh@of.ugntu.ru

Vadim E. Andreev²,

intnm@yandex.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

² Institute of Oil Technology and New Materials of Bashkortostan Republic,
129/3, Oktyabrya avenue, Ufa, 450075, Russia.

Relevance. The active small and medium-sized oil deposits with hard-to-recover reserves involvement in the development in the context of oil production decline in highly productive oil fields in this country is largely determined by a justified choice and creation of new innovative technologies allowing ensuring these fields' operation profitability. In this regard, the actual task is to create a set of various algorithms based on the deposits being in operation for a long time development experience generalization, allowing selection and justification for the use of best practices in other geological and field conditions, taking into account the specifics of new facilities, and from the time of the field's being out of exploration.

The aim of the research is to develop an algorithm for evaluating the effectiveness of measures aimed at improving the efficiency of the primary and secondary penetration technologies, the bottomhole formation zone and the bed treatment in various geological and field conditions to justify their employment and reduce the risks of inefficient decisions making on the basis of the field data generalization.

Methods. Discriminatingly, the authors have carried out a geological and field analysis and generalization of well production data for conditions of different groups of wells in the West Siberian oil and gas province oil fields. Using the methods of mathematical statistics and probability theory, they studied the dynamic pattern of the bottomhole formation zone clean-up degree and the well production coefficient according to the actual production data taking into account a nondimensional time.

Results. We obtained the models underlying various algorithms for evaluating the effectiveness of formation exposing and impact on well bottom-hole zone for oil extraction intensification, reduction of the products cost and profitability increase when introducing into exploitation and further development of fields with hard-to-recover reserves.

Conclusion. The obtained results, methods and algorithms allow improving the efficiency of innovative technologies application assessment and searching for technological solutions and substantiation aimed at expanding the use of resource base of the deposits on the border of economic feasibility.

Key words:

Productivity factor, bottom-hole formation zone, hard-to-recover reserves, intensification, resource base.

REFERENCES

- Shpurov I.V., Zakharenko V.A., Fursov A.Ya. A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of Jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Nedropolzovanie XXI vek*, 2015, no. 1 (51), pp. 12–19. In Rus.
- Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A. The innovative potential of the smart oil and gas technologies. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2016, no. 1, pp. 4–9. In Rus.
- Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2002. 856 p.
- Muslimov R.Kh. *Sovremennyye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti* [Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation]. Kazan, FEN Publ., 2005. 688 p.
- Webb K.J., Black C.J.J., Tjetland G. A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar, 2005. pp. 1–6. DOI: 10.2523/IPTC-10506-MS.
- Nasr-El-Din H.A., Van Domelen M.S., Sierra L., Welton T.D. Optimization of Surfactant-based Fluids for Acid Diversion. *European Formation Damage Conference*. Scheveningen, The Netherlands, 2007. pp. 1–11. DOI: 10.2118/107687-MS.
- Gomari K.A.R., Karoussi O., Hamouda A.A. Mechanistic Study of Interaction between Water and Carbonate Rocks for Enhancing Oil Recovery. *Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, 2006. pp. 1–8. DOI: 10.2118/99628-MS.
- Gayvoronskiy I.N., Merkulov A.A., Shumilov A.V., Savich A.D., Chernykh I.A., Shurov V.M. Choosing oil and gas wells completion strategy. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 11, pp. 104–108. In Rus.
- Sergeev V.V., Belenkova N.G., Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh. Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. *Nanotehnologii v stroitel'stve*, 2017, vol. 9, no. 6, pp. 37–64. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64. In Rus.
- Yakupov R.F., Gimazov A.A., Mukhametshin V.Sh., Makaev R.I. Analytical method for estimating efficiency of oil recovery technology in case of bottom water-drive reservoir, verified on the hydrodynamic model. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, no. 6, pp. 66–69. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69. In Rus.
- Behrmann L., Huber K., McDonald B., Couët B., Dees J., Folse R., Handren P., Schmidt J., Snider P. Quo Vadis, Extreme Overbalance? *Oilfield Review*, 1996, vol. 8, no. 3, pp. 18–33.
- Lestz R.S., Clarke J.N., Plattner D., Byrd A.C. Perforating for Stimulation: An Engineered Solution. *SPE Drilling & Completion*, 2002, vol. 17, no. 1, pp. 36–43. DOI: 10.2118/76812-PA.
- Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Sultanov S.K., Akhmetov R.T. The Usage of Principles of System Geo-

- logical-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.
14. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Chervyakova A.N., Valeev M.D. Metamorphic aureole development technique in terms of Tuymazinskoye oil field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, no. 10, pp. 36–40. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-36-40. In Rus.
15. Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Search and argumentation of decisions aimed at increasing the efficiency of bottom-hole zone stimulation in oil accumulations with challenged reserves. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 16–18 October 2017. 23 p. DOI: 10.2118/187785-MS.
16. Cherevko M.A., Yanin K.E. The first results of the application of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Priobskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 2, pp. 74–77. In Rus.
17. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. A quantitative assessment method of the productive formation wettability indicator according to the data of geophysical surveys. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 16–18 October 2017. 12 p. DOI: 10.2118/187907-MS.
18. Mukhametshin V.V. Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 40–50. In Rus.
19. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V., Sultanov Sh.Kh. Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique. *SOCAR Proceedings*, 2017, no. 4, pp. 83–87. DOI: 10.5510/OGP20170400334.
20. Kanalin V.G. *Interpretatsiya geologo-promyslovoy informatsii pri razrabotke neftnykh mestorozhdeniy* [Geological information interpretation in oil fields development]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 184 p.
21. Dobrynin V.M. *Deformatsiya i izmenenie fizicheskikh svoystv kolektorov nefi i gaza* [Oil and gas reservoirs deformation and physical properties change]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 239 p.
22. Musin K.M., Khusainov V.M., Gallyamov R.R., Musabirova N.Kh., Gibadullin A.A., Shipilova K.F. Obosnovanie predelnodopustimyykh i optimalnykh zaboynykh davleniy dlya karbonatnykh plastov (na primere turneyskogo yarusy Krasnogorskogo mestorozhdeniya) [Maximum permissible and optimal bottom-hole pressures substantiation for carbonate reservoirs (on the example of the Krasnogorsk oil field Tournaisian tier)]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft*. Moscow, Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2015, Iss. 83, pp. 106–113.
23. Mukhametshin V.V. Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 5, pp. 117–124. In Rus.
24. Kanalin V.G., Kapralova M.K. Issledovanie izmeneniya koeffitsienta produktivnosti pri razrabotke zalezhey nefi Zapadnoy Sibiri [Study of productivity factor changes in Western Siberia oil deposits development]. *Oilfield Engineering*, 1981, no. 11, pp. 10–12.
25. Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.

Received: 5 February 2018.

Information about the authors

Vyacheslav V. Mukhametshin, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Vadim E. Andreev, Dr. Sc., director, Institute of Oil Technology and New Materials of Bashkortostan Republic.