

УДК 622.276

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПУТЕМ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ

Козырев Никита Дмитриевич^{1,2},
nikitonkozyrev@gmail.com

Кочнев Александр Александрович^{1,2},
sashakoch93@gmail.com

Менгалиев Александр Генрихович²,
mengaliev.alexandr@gmail.com

Путилов Иван Сергеевич^{1,2},
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Кривошеков Сергей Николаевич¹,
krivoshchekov@gmail.com

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29

² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Россия, 614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

Актуальность исследования обусловлена повсеместным использованием геолого-гидродинамического моделирования для процесса проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. При использовании стандартного подхода создания геолого-гидродинамической модели вероятен недоучет сложности строения и неоднородности свойств коллектора, что может оказать негативное влияние на прогнозные технологические и экономические показатели разработки месторождения.

Цель: разработка методического подхода комплексного анализа и учета имеющейся разномасштабной промысловой и лабораторной информации при создании куба абсолютной проницаемости приоритетного месторождения.

Объект: сложнопостроенная карбонатная залежь нефти Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Методы: оценка охвата исследованиями скважин; статистическая обработка данных исследований стандартных и полно-размерных образцов керн; переинтерпретация и комплексирование промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин; создание и использование макросов в среде Visual Basic для автоматизации итерационных процессов сортировки, анализа данных и создания каротажной кривой абсолютной проницаемости; стохастическая интерполяция полученных данных с учетом сейсмической информации в геологическом симуляторе IRAP RMS (ROXAR); создание и использование фильтрационной модели в гидродинамическом симуляторе Tempest More (ROXAR).

Результаты. Дана характеристика пластов рассматриваемой залежи нефти, особенности геологического строения; разработан методический подход по построению и уточнению куба абсолютной проницаемости в геолого-гидродинамической модели, обеспечивающий снижение степени неопределенности свойств продуктивного пласта; проведена сравнительная характеристика двух фильтрационных моделей, созданных на основе стандартного способа учета абсолютной проницаемости и согласно предлагаемой методики; отмечена более высокая степень сходимости расчетных и фактических технологических показателей разработки при использовании разработанного методического подхода уточнения абсолютной проницаемости продуктивного пласта; с целью оценки прогнозной способности геолого-гидродинамической модели пласта использован метод ретроспективного прогноза технологических показателей разработки пласта, отмечена удовлетворительная сходимость.

Ключевые слова:

Геолого-гидродинамическое моделирование, комплексирование результатов исследований, абсолютная и фазовая проницаемость, сложнопостроенный карбонатный коллектор, комплексная каротажная кривая абсолютной проницаемости, гидродинамические исследования, керн, потокометрические исследования.

Введение

Постоянно действующая геолого-техническая тематическая модель пласта (ПДГТМ) в настоящее время является неотъемлемой частью методики прогнозирования процесса разработки нефтяных и газовых месторождений [1]. ПДГТМ позволяет спрогнозировать множество технологических показателей на краткосрочную и долгосрочную перспективу, таких как добыча нефти и газа, темпы обводнения, пластовое и забойное давления и множество других [2, 3]. Одним из главных достоинств применения геолого-

гидродинамических моделей при прогнозировании разработки месторождений является учет геологической неоднородности, что позволяет с высокой точностью предсказать фильтрационные и физико-химические процессы, происходящие в продуктивных пластах. Надежность и точность прогноза с помощью ПДГТМ напрямую зависит от качества и количества исходной информации, учитываемой при построении модели. Зачастую оценка и учет результатов различных методов исследования пласта осуществляется в отдельности друг от друга и в разные периоды созда-

ния ПДГТМ [4, 5]. В результате степень неопределенности свойств модели остается высокой, в том числе и при достаточном объеме информации, что оказывает негативное влияние на прогнозные технологические и экономические показатели разработки месторождения. Поэтому для обеспечения высокого качества прогнозируемой способности ПДГТМ необходим комплексный анализ всей исходной информации [6–11].

Таблица 1. Краткая геолого-физическая характеристика
Table 1. Brief geological and physical characteristics

| Параметры Parameters | Размерность Dimension | Значение D ₃ fm ₁ (el) Value | Значение D ₃ fm ₁ (zd) Value |
|--|--|--|--|
| Средняя глубина залегания кровли Average depth of the roof | м | абс. отм./true vertical depth – 3581,5 | абс. отм/ true verti- cal depth – 3655,9 |
| Абсолютная отметка водонефтяного контакта Oil-water contact (true vertical depth) | м | –3661,0– 3737,0 | –3672,1 |
| Тип залежи Type of deposit | – | пластово-массивная, сводовая massive, vaulted | |
| Тип коллектора Collector type | – | поровый, каверно-поровый pore, cavernous | |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина Average effective oil-saturated thickness | м | 28,5 | 7,6 |
| Коэффициент пористости Porosity coefficient | доли ед. fraction of units | 0,08 | 0,07 |
| Коэффициент нефте-насыщенности пласта Oil saturation coefficient | доли ед. fraction of units | 0,79 | 0,70 |
| Проницаемость Permeability | 10 ^{–3} мкм ² 10 ^{–3} mkm ² | 93,0 | 24,3 |
| Коэффициент песчанности Net to gross | доли ед. fraction of units | 0,41 | 0,43 |
| Расчлененность Dissection | ед. units | 13,2 | 4,1 |
| Начальное пластовое давление Initial reservoir pressure | МПа/MPa | 40,1 | 39,9 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях Oil viscosity in reservoir conditions | мПа*с mPa*s | 0,564 | 0,550 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях Surface oil density | т/м ³ t/m ³ | 0,825 | 0,833 |
| Объемный коэффициент нефти Oil formation volume factor | доли ед. fraction of units | 1,38 | 1,47 |
| Давление насыщения нефти газом Gas saturation pressure | Мпа MPa | 22,35 | 21,60 |
| Газосодержание Gas-oil ratio | нм ³ /т nm ³ /t | 180,8 | 201,7 |
| Коэффициент вытеснения (водой) Displacement coefficient (water) | доли ед. fraction of units | 0,458 | 0,395 |

Одним из важных свойств пласта, моделируемых при создании ПДГТМ, является абсолютная проницаемость, поскольку данное свойство определяет динамику пластового давления, темпы обводнения скважин, а также имеет высокую степень неопределенности, что не позволяет с допустимой точностью спрогнозировать технологические и экономические показатели разработки месторождений [12].

В данной работе представлен методический подход, позволяющий произвести комплексирование результатов разномасштабных исследований при создании и уточнении абсолютной проницаемости пласта в ПДГТМ на примере многопластового месторождения, характеризующегося сложным геологическим строением.

Объект исследования

В качестве объекта исследования рассмотрено Восточно-Ламбейшорское месторождение нефти. Продуктивные пласты сложены карбонатными рифовыми постройками, характеризуются сложным геологическим строением, развитием вторичных процессов. Тип залежи – пластово-массивно, сводовая, тип коллектора – поровый, каверно-поровый. Суммарные средние эффективные нефтенасыщенные толщины составляют более 35 м. Разработка месторождения на первой стадии. В табл. 1 приведена краткая геолого-физическая характеристика объекта.

На объекте в процессе разработки залежи проведен ряд исследований, таких как керновые исследования, гидродинамические исследования скважин методами кривой восстановления давления (КВД) и индикаторных диаграмм (ИД). Также проведены промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИ), а именно потокометрические исследования добывающих и нагнетательных скважин, стандартный комплекс геофизических исследований (ГИС), специальные исследования ГИС, такие как FMI, MCI, MDT и волновые акустические каротажи, также имеются данные по интервалам поглощения буровых растворов. Всего на объекте пробурено 36 скважин, охват перечисленными исследованиями представлен на рис. 1.

Из рисунка видно, что на всех скважинах проведен стандартный комплекс ГИС, по остальным исследованиям изучено менее 50 % скважин, однако комплексирование результатов позволит уточнить проницаемость в прискважинной и межскважинной зонах пласта.

Целью данного исследования является повышение достоверности прогноза основных технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений.

В рамках данной работы создан методический подход, обеспечивающий оптимальное использование данных исследований для снижения неопределенности фильтрационных свойств пласта.

На рис. 2 представлена блок-схема методики уточнения абсолютной проницаемости в ПДГТМ.

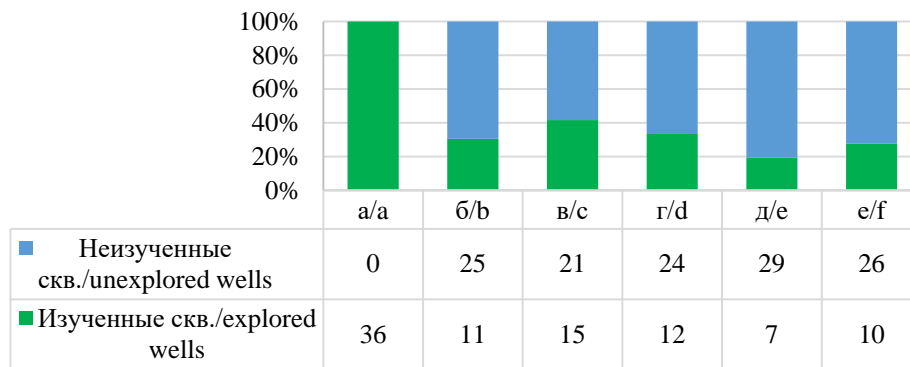


Рис. 1. Охват исследованиями добывающих и нагнетательных скважин: а) стандартный комплекс ГИС; б) исследования керна; в) гидродинамические исследования; г) потокометрические исследования; д) специальные методы геофизических исследований (азимутальный электрический микроимиджер); е) интервалы поглощения
Fig. 1. Research coverage of production and injection wells: a) standard complex of geophysical research of wells; b) core research; c) well test; d) flowometric studies; e) special studies (integrated formation microimager); f) intake intervals

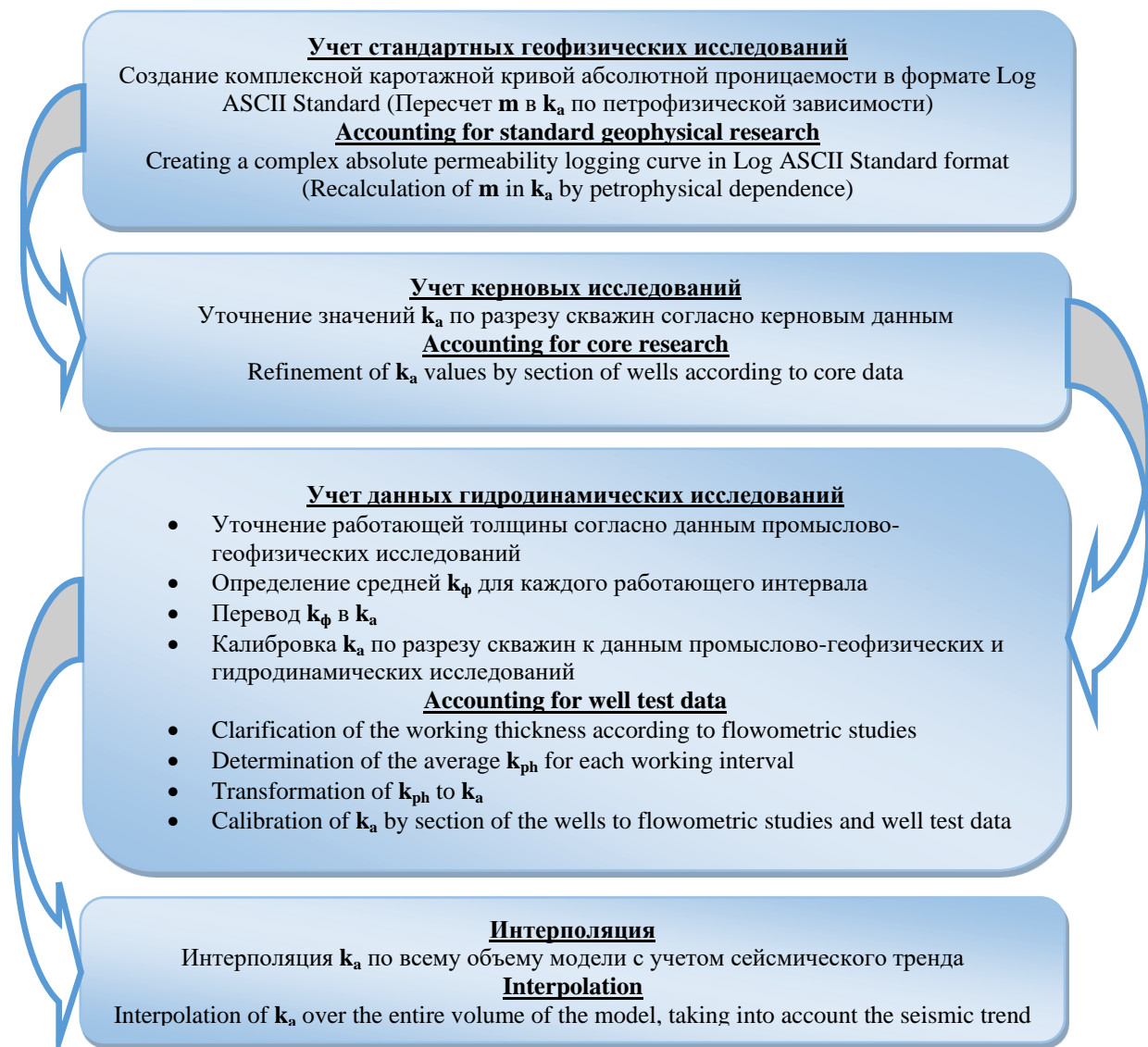


Рис. 2. Блок-схема процесса уточнения абсолютной проницаемости при моделировании продуктивных нефтяных пластов: k_a – значения абсолютной проницаемости; k_{ϕ} – значения фазовой проницаемости; m – открытая пористость
Fig. 2. Flowchart of refining absolute permeability when modeling productive oil reservoirs: k_a – absolute permeability values; k_{ph} – values of phase permeability; m – open porosity

Создание комплексной корреляционной кривой проницаемости

На первом этапе осуществлено создание комплексной каротажной кривой абсолютной проницаемости в формате LAS (Log ASCII Standard) путем пересчета каротажной кривой пористости, исходя из петрофизической зависимости проницаемость–пористость с шагом в 10 см. Для рифовых елецких отложений $D_3fm_1(e)$ петрофизическая зависимость имеет вид (1)

$$K_{пр} = 0,0007 * m^{4,7003}, \quad (1)$$

где $K_{пр}$ – абсолютная проницаемость; мД; m – пористость, %.

Для задонских отложений $D_3fm_1(zd)$ (2)

$$K_{пр} = 0,0006 * m^{4,5296}, \quad (2)$$

Необходимо отметить, что для карбонатных сложнопостроенных коллекторов с вторичными образованиями зависимость проницаемость–пористость имеет низкую корреляцию, при одних и тех же значениях пористости наблюдается значительный разброс значений абсолютной проницаемости (рис. 3).

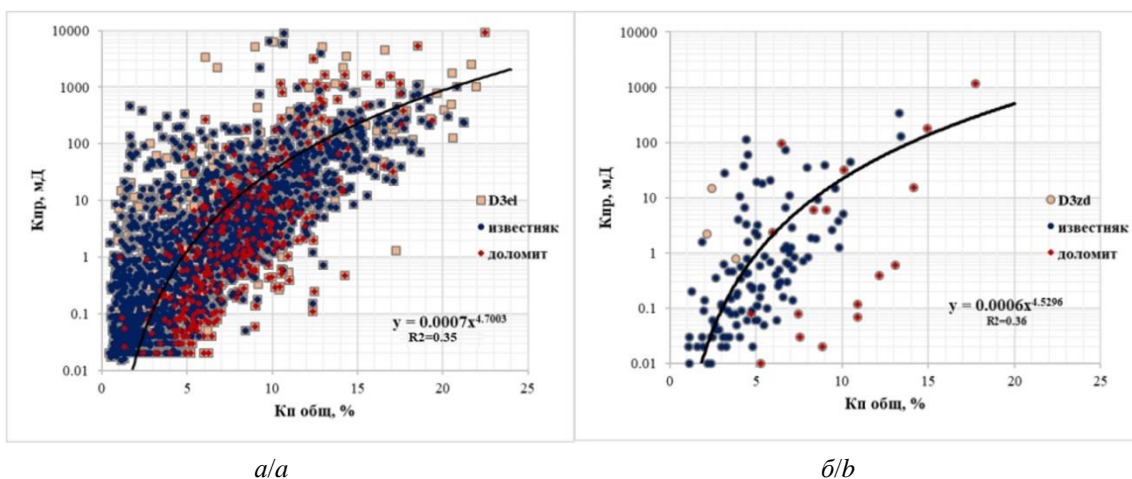


Рис. 3. Петрофизические зависимости проницаемость–пористость для отложений: а) $D_3(e)$; б) $D_3(zd)$
Fig. 3. Petrophysical relationships permeability–porosity for deposits: а) $D_3(e)$; б) $D_3(zd)$

В табл. 2 представлены среднее значение и диапазон значений проницаемости, полученной по петрофизической зависимости (ГИС), керну и ГДИ в интервалах перфорации одной из изученных скважин. Среднее значение проницаемости по ГИС в интервале перфорации отличается в два раза от значений, полученных по результатам исследований керна и ГДИ. Средние значения по керну и ГДИ достаточно близки, однако необходимо отметить, что проницаемость, полученная по результатам гидродинамических исследований, является фазовой, следовательно, для корректного сопоставления необходимо осуществить перевод фазовой проницаемости в абсолютную.

При построении корреляционной кривой абсолютной проницаемости для одной из скважин наблюдаются значительные отклонения проницаемости, полученной по результатам исследований стандартных и полноразмерных образцов керна от петрофизической зависимости (рис. 4).

Распределение абсолютной проницаемости по разрезу скважины имеет усредненную характеристику и недостаточно детально воспроизводит неоднородность реального пласта, так как не в полной мере учитывает имеющийся объем промысловой информации.

Также для оценки устойчивости зависимости построен кросс-плот значений абсолютной проницаемости, полученных по петрофизической зависимости и керну.

Таким образом, можно сделать вывод, что исходная проницаемость, полученная по петрофизической зависимости, не сможет отразить фактические процессы фильтрации. Полученный разрез по абсолютной проницаемости необходимо уточнять прямыми исследованиями керна, исследованиями ГДИ, потокометрическими и другими исследованиями.

Таблица 2. Сопоставление значений проницаемости в интервале перфорации скважины

Table 2. Comparison of permeability values in the perforated interval

| Вид исследования Study type | Петрофизическая зависимость (ГИС) Petrophysical dependence (well logging) | Прямые исследования керна Core research | Гидродинамические исследования Hydrodynamic research |
|--|--|--|---|
| Среднее значение проницаемости в интервале перфорации, мД Average value of permeability in the perforation interval, mD | 9,09 | 18,04 | 20,1 |
| Min-Max, мД/mD | 0,19–49,99 | 0,01–225,82 | – |

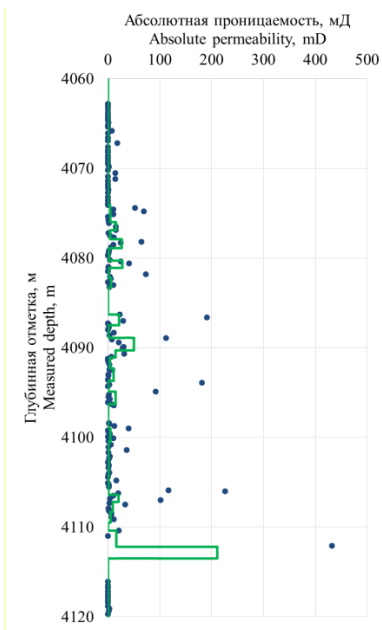


Рис. 4. Корреляционная кривая абсолютной проницаемости по скважине. Зеленая линия – абсолютная проницаемость, полученная по петрофизической зависимости; Синие точки – абсолютная проницаемость, полученная по керну

Fig. 4. Correlation curve of absolute permeability along the well. Green line – absolute permeability obtained from petrophysical dependence; Blue dots – absolute permeability obtained from core

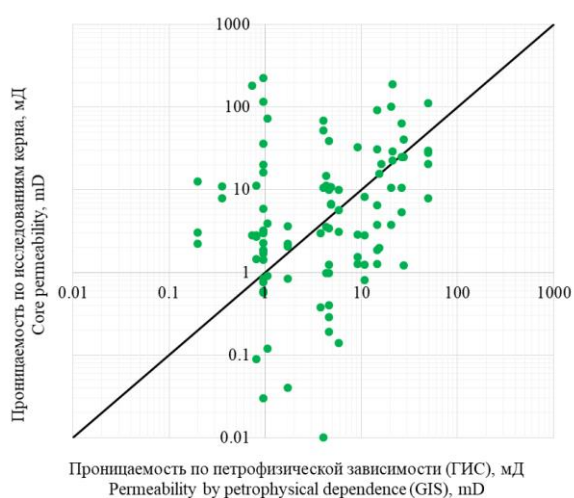


Рис. 5. Кросс-плот проницаемости петрофизическая зависимость – керн

Fig. 5. Cross-plot of permeability petrophysical dependence – core

Учет результатов керновых исследований

На следующем этапе с целью уточнения значений проницаемости по вертикальному разрезу скважин проанализирован весь керновый материал. В табл. 3 представлена общая статистика по абсолютной проницаемости и пористости по стандартным и полно-размерным образцам керна для всех скважин. Из таблицы видно, что объект имеет высокую неоднород-

ность, так как значения проницаемости имеют высокую дисперсию и стандартное отклонение в отличие от значений пористости.

Таблица 3. Общая статистика значений абсолютной проницаемости и пористости по результатам обработки керна

Table 3. General statistics of absolute permeability and porosity based on core processing

| Параметр Parameter | Вид образца Sample type | N набл. N of observations | Средн. Avg. | Медиана Median | Min | Max | Дисперсия Dispersion | Стандартное отклонение Standard deviation |
|-----------------------|----------------------------|------------------------------|----------------|-------------------|-----|---------|-------------------------|--|
| m, д. ед | Стандарт. Standart | 861 | 6,8 | 6,1 | 0,4 | 21,2 | 17,2 | 4,1 |
| | Полно-раз. Full size | 161 | 8,2 | 7,8 | 0,5 | 21,4 | 13,4 | 3,7 |
| K, мД | Стандарт. Standart | 861 | 49,9 | 2,7 | 0,1 | 4527,1 | 59922,8 | 244,8 |
| | Полно-раз. Full size | 161 | 220,1 | 7,4 | 0,1 | 11543,0 | 1387353,4 | 1177,9 |

Ввиду того, что зависимости проницаемость–пористость неустойчивы, произведено уточнение значений по разрезу путем замены на проницаемость, определенную по керну в интервалах отбора материала (рис. 6).

Комплексообразование гидродинамических и потокометрических исследований

Далее выполнен комплексный анализ гидродинамических и потокометрических исследований скважин. Исходя из заключений по снятию кривой восстановления давления, проницаемость определена через гидропроводность (3)

$$K_{пр} = \frac{\varepsilon * \mu}{h}, \quad (3)$$

где ε – гидропроводность пласта, мД*м/мПа*с; μ – динамическая вязкость флюида, мПа*с; h – суммарная вскрытая толщина, м.

При анализе потокометрических исследований выявленная работающая толщина зачастую меньше вскрытой, так как по разрезу встречаются пропластки с низкими фильтрационными и емкостными свойствами либо субколлекторы [13]. В результате пересчета только на работающую толщину общая проницаемость возрастает. Потокометрические исследования позволяют определить вклад каждого из работающих интервалов в общий приток к скважине, следовательно, в соответствии с представлением слоисто-неоднородного пласта суммарный дебит скважины можно рассматривать как сумму дебитов по выявленным пропласткам (4)

$$Q = \Sigma Q_i = \Sigma k_i h_i * \frac{2\pi}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k + S}{r_c}} = \Sigma k_i h_i * X = kh, \quad (4)$$

где Q – дебит скважины перед остановкой, м³/сут; P_k – давление на контуре питания (пластовое), МПа; P_c – забойное давление в скважине перед остановкой, МПа; R_k – радиус контура питания (зоны дренирования), м; r_c – радиус скважины по долоту, м; S – суммарный скин-фактор, д. ед.

Параметры с индексом i означают принадлежность к пропластку. Поскольку для наиболее обоснованного расчета влияния дебита слоя на общий поток, для каждого пропластка необходимо знать пластовое да-

вление, скин-фактор и т. д., необходимо проводить дорогостоящие опробования пластов на кабеле (ОПК), например, с помощью прибора Modular Dynamics Tester (MDT), которые не всегда являются оправданными, применена экспресс-методика. Считая, что параметр X одинаков во всех слоях, можно определить проницаемость каждого пропластка. В табл. 4 представлен результат расчета проницаемости для каждого работающего интервала на примере скважины № 2 Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Таблица 4. Распределение средней проницаемости с учетом потокометрических исследований

Table 4. Distribution of average permeability taking into account flowmetric studies

| Интервал перфорации, м Perforation interval, m (measured depth) | Работающие интервалы, м Working intervals, m (measured depth) | Средняя проницаемость для интервала перфорации, мД Average permeability for perforation interval, mD | Средняя проницаемость для работающего интервала, мД Average permeability for working interval, mD | Средняя проницаемость в работающем интервале, мД Average permeability in working interval, mD | |
|--|--|---|--|--|-------|
| 4074,0–4111,0 | 4074,0–4075,7 | 20,1 | 39,5 | k ₁ | 13,5 |
| | 4076,3–4078,8 | | | k ₂ | 22,2 |
| | 4083,7–4085,0 | | | k ₃ | 41,2 |
| | 4085,6–4087,4 | | | k ₄ | 23,2 |
| | 4087,4–4089,7 | | | k ₅ | 64,4 |
| | 4091,0–4092,0 | | | k ₆ | 20,8 |
| | 4094,0–4095,8 | | | k ₇ | 16,6 |
| | 4098,0–4099,9 | | | k ₈ | 9,9 |
| | 4104,0–4106,0 | | | k ₉ | 17,4 |
| | 4108,5–4110,0 | | | k ₁₀ | 35,7 |
| | 4110,0–4111,0 | | | k ₁₁ | 215,4 |

При отсутствии восстановленных КВД можно использовать результаты интерпретации КСД (кривой стабилизации давления), поскольку время исследования в данном случае чаще всего намного больше, сравнение проницаемости по двум методам показывает их хорошую сходимость [14].

Необходимо отметить, что проницаемость, полученная в результате исследований ГДИ, является фазовой. При геолого-гидродинамическом моделировании чаще всего задается абсолютная проницаемость. Для дальнейшей калибровки комплексной кривой абсолютной проницаемости на данные ГДИ необходимо осуществить перевод фазовой проница-

емости в абсолютную на основе анализа прямых определений фазовых проницаемостей для образцов керна [15]. Определено отношение абсолютной к фазовой проницаемости при 100 % фильтрации нефти, так как до проведения гидродинамического исследования скважина работала на безводном режиме

$$K = \frac{k_a}{k_{фн}}, \quad (5)$$

где k_a – абсолютная газопроницаемость по керну, мД; $k_{фн}$ – фазовая проницаемость по нефти, определенная на керне, мД.

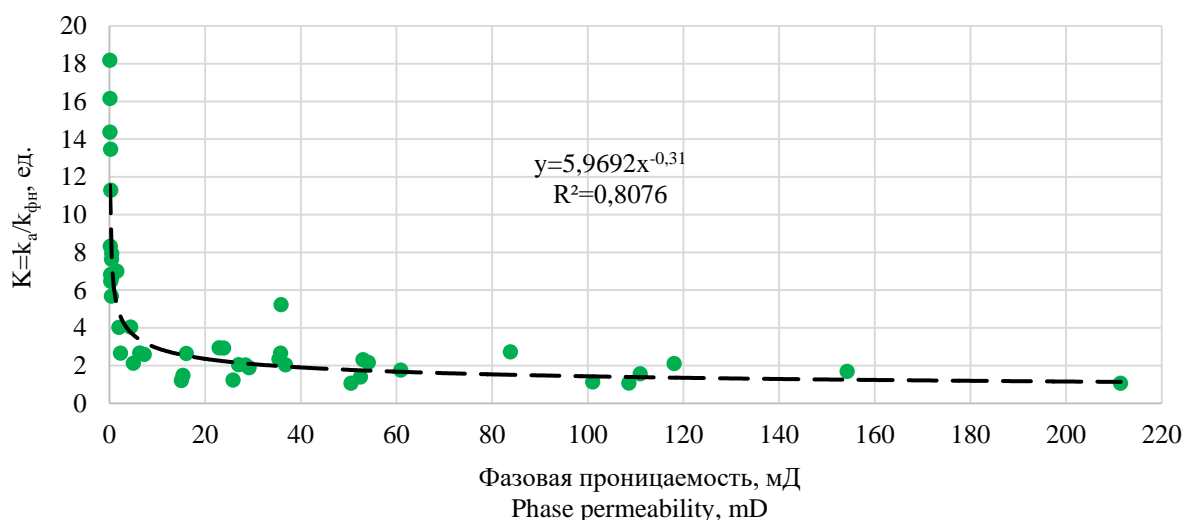


Рис. 6. Зависимость коэффициента отношения проницаемостей от фазовой проницаемости

Fig. 6. Dependence of the permeability ratio coefficient on phase permeability

Всего проанализировано 45 образцов керна с проницаемостью от 1,83 до 211,6 мД. На рис. 6 представлена зависимость коэффициента отношения (5) от фазовой проницаемости. Из зависимости наблюдается значительный рост коэффициента отношения при проницаемости менее 5 мД, что связано с капиллярными силами и межзатонным взаимодействием фильтрующей жидкости и породы. Коэффициент корреляции составляет 0,898, что подтверждает устойчивость зависимости.

Исходя из полученной зависимости, осуществлен пересчет фазовой проницаемости, определенной по результатам ГДИ и потокометрии, в абсолютную для скважины № 2 (табл. 5).

Далее произведена калибровка ранее полученной корреляционной кривой проницаемости путем сопоставления с пересчитанной абсолютной проницаемостью по разрезу согласно результатам ГДИ и потокометрических исследований. На рис. 7 представлен весь процесс уточнения комплексной каротажной кривой проницаемости и калибровка на данные гидродинамических и потокометрических исследований.

Аналогичная процедура проведена для всех изученных скважин, что позволяет выполнить интерполяцию по всему объему гидродинамической модели пласта.

Таблица 5. Результаты пересчета фазовой проницаемости в абсолютную

Table 5. Results of the conversion of phase permeability to absolute

| Работающие интервалы, м Working intervals, m | Средняя фазовая проницаемость в работающем интервале, мД Average phase permeability in the working interval, mD | | $k_a/k_{фн}$, ед. k_a/k_{pho} , un. | Пересчитанная абсолютная проницаемость, мД Recalculated absolute permeability, mD |
|---|--|-------|---|--|
| 4074,0–4075,7 | k_1 | 13,5 | 2,66 | 36,0 |
| 4076,3–4078,8 | k_2 | 22,2 | 2,28 | 50,7 |
| 4083,7–4085,0 | k_3 | 41,2 | 1,88 | 77,7 |
| 4085,6–4087,4 | k_4 | 23,2 | 2,25 | 52,3 |
| 4087,4–4089,7 | k_5 | 64,4 | 1,64 | 105,7 |
| 4091,0–4092,0 | k_6 | 20,8 | 2,33 | 48,5 |
| 4094,0–4095,8 | k_7 | 16,6 | 2,50 | 41,5 |
| 4098,0–4099,9 | k_8 | 9,9 | 2,93 | 29,0 |
| 4104,0–4106,0 | k_9 | 17,4 | 2,46 | 42,8 |
| 4108,5–4110,0 | k_{10} | 35,7 | 1,97 | 70,3 |
| 4110,0–4111,0 | k_{11} | 215,4 | 1,13 | 243,1 |

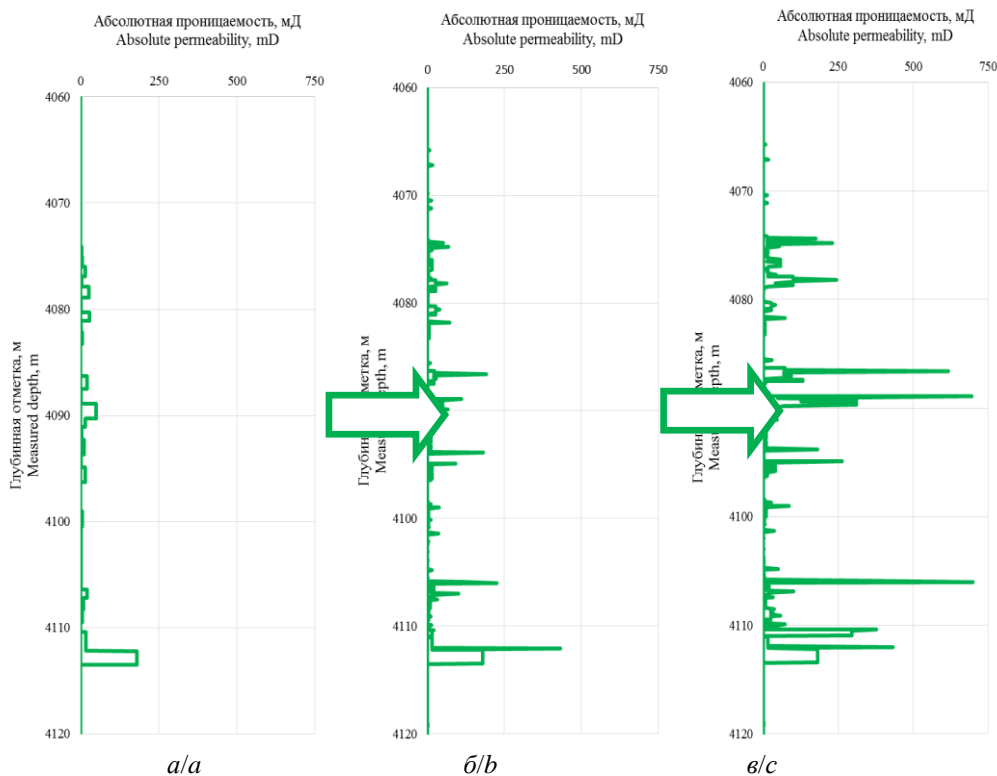


Рис. 7. Полный процесс уточнения комплексной каротажной кривой абсолютной проницаемости согласно результатам: а) геофизических исследований и петрофизической зависимости; б) геофизических исследований, петрофизической зависимости и прямых исследований керна; в) геофизических исследований, петрофизической зависимости, прямых исследований керна, гидродинамическим и потокометрическим исследованиям

Fig. 7. Full process of refining the complex absolute permeability logging curve according to the results of: a) well logging and petrophysical dependence; b) well logging, petrophysical dependence and direct core studies; c) well logging, petrophysical dependence, direct core studies, well test and flowmetric studies

Интерполяция по объему модели

Для корректной интерполяции использован сейсмический атрибут когерентности, на основе которого получен куб карстовых пустот. Использование сейсмических атрибутов для прогноза распространения коллекторских свойств в межскважинном

пространстве описано в работах [16–22]. На рис. 8 представлен куб карстовых пустот, где зеленым цветом выделены зоны с предполагаемыми зонами развития палеокарста с завышенной проницаемостью относительно остального объема продуктивного пласта.

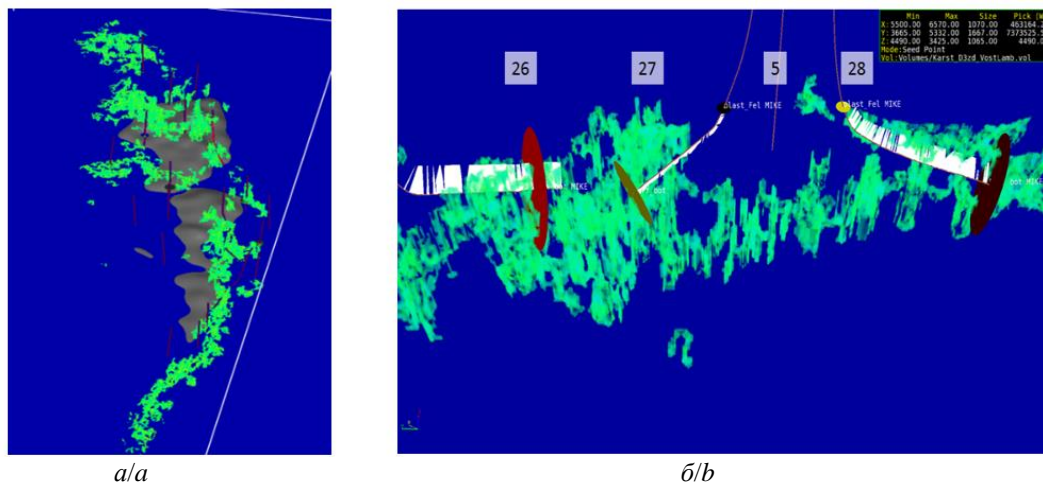


Рис. 8. Куб карстовых пустот, характеризующий зоны развития палеокарста: а) план; б) произвольный разрез
 Fig. 8. Cube of karst voids characterizing the zones of development of paleokarst: a) plan; b) arbitrary cut

Отмечается, что зоны предполагаемого развития карста приурочены к гребню органогенного комплекса и имеют неравномерное развитие по простиранию и по глубине проявления. В качестве метода интерполяции выбрано стохастическое моделирование с использованием тренда по кубу сейсмического атрибута.

гидродинамической модели пласта, созданной стандартной методикой, то есть путем пересчета куба пористости через петрофизическую зависимость, с проницаемостью после комплексирования результатов исследований. Среднее значение абсолютной проницаемости возросло в два раза, а максимальное значение – в 4,5 раза (рис. 9).

Далее проведен визуальный и статистический анализ куба абсолютной проницаемости в геолого-

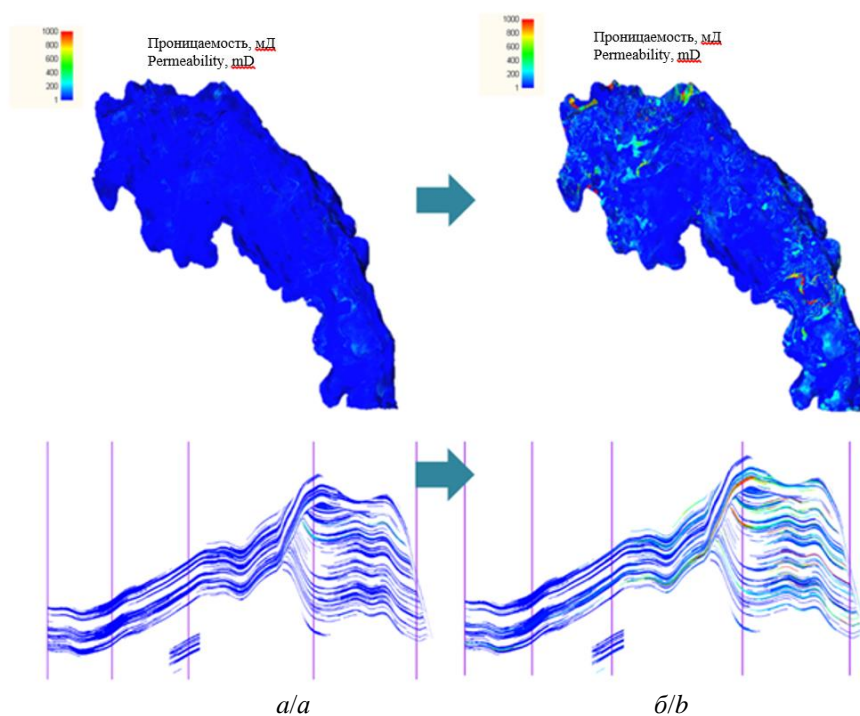


Рис. 9. Визуальная характеристика кубов абсолютной проницаемости: а) стандартная методика; б) комплексирование
 Fig. 9. Visual characteristic of absolute permeability cubes: a) standard technique; b) proposed methodology

Проверка эффективности методического подхода

На следующем этапе осуществлена проверка эффективности предлагаемой методики. Проведена сравнительная характеристика результатов воспроизведения истории разработки гидродинамической модели, где аб-

солютная проницаемость построена стандартным способом для начальной стадии создания модели пласта и модели, где проведено комплексирование результатов исследований (табл. 6). Задача выполнена одноитерационно, дополнительной настройки ПДГТМ не осуществлялось.

Таблица 6. Сравнительная характеристика результатов воспроизведения истории разработки на моделях
Table 6. Comparative characteristics of the results of reproducing the development history on models

| Метод создания гидродинамической модели Method for creating the hydrodynamic model | Показатель Indicator | Факт Fact | Расчет Calculation | Ошибка, % Error, % |
|---|---|--------------|-----------------------|-----------------------|
| стандартная методика/standard method | Накопленная добыча нефти, тыс. т Oil production total, kt | 9123,1 | 5874,2 | 35,6 |
| комплексирование/integration | | | 7854,7 | 13,9 |
| стандартная методика/standard method | Накопленная жидкости нефти, тыс. т Liquid production total, kt | 9996,2 | 6216,2 | 37,8 |
| комплексирование/integration | | | 8375,7 | 16,2 |

Применение комплексирования результатов исследований позволило с большей точностью воспроизвести фактические накопленные отборы жидкости и нефти в целом по изучаемому месторождению. Поэтому модель с учетом модифицированного куба проницаемости может являться основой для дальнейшей поскважинной адаптации. Задачей адаптации является воспроизведение истории разработки – ди-

намики технологических показателей, настройка трендов пластового и забойного давления [23–30].

По результатам дальнейшей поскважинной адаптации накопленное отклонение по нефти за весь период истории объекта разработки составляет 1,9 %, за последний год – 1,1 %. Качество поскважинной адаптации ПДГТМ можно оценить с помощью кросс-плотов (рис. 10).

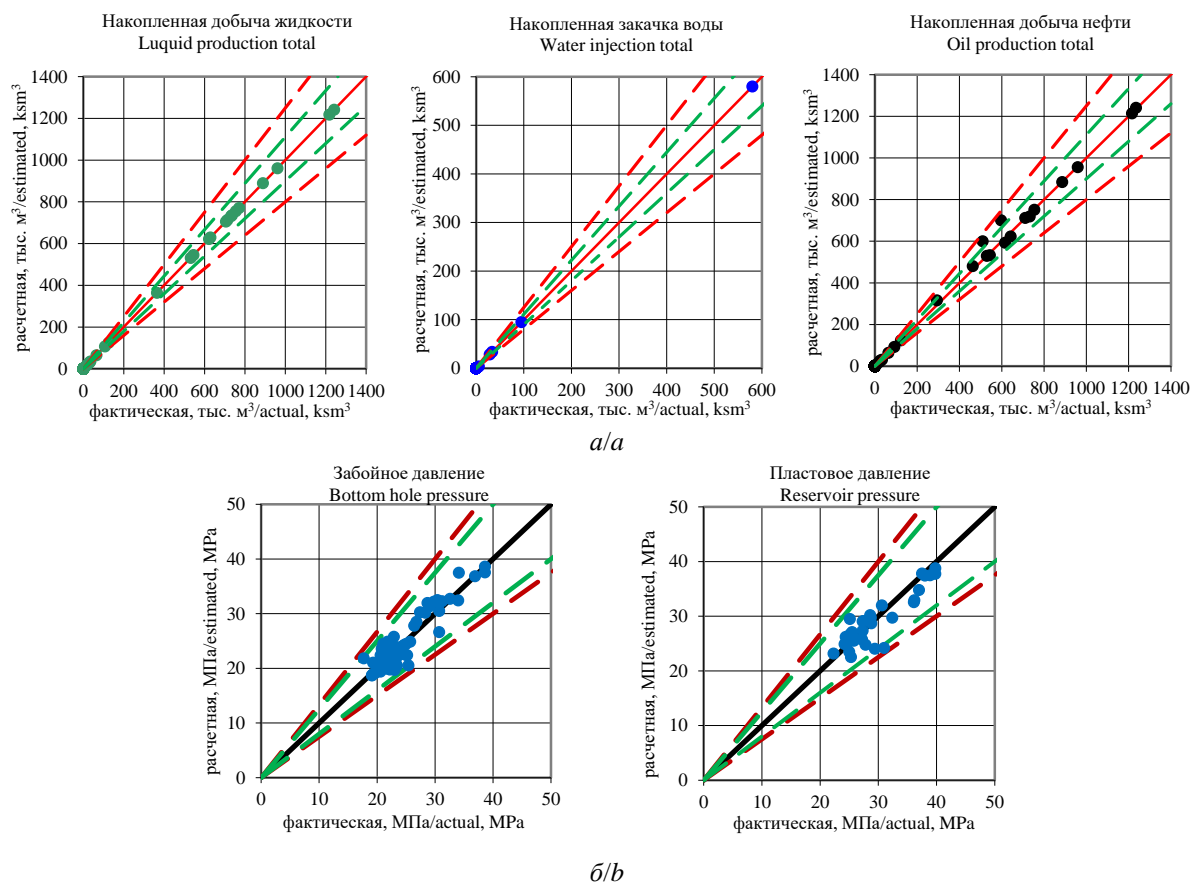


Рис. 10. Сопоставление фактических и расчетных показателей по скважинам за весь период разработки: а) накопленная добыча и закачка, б) пластовые и забойные давления; красная пунктирная линия – руководящий документ по созданию и приемке гидродинамических моделей государственными органами; зеленая пунктирная линия – руководящий документ по созданию и приемке гидродинамических моделей в рамках бизнес-процесса «Интегрированное моделирование»

Fig. 10. Comparison of actual and calculated indicators for wells for the entire development period: a) total production and injection, b) bottom hole and reservoir pressures; red dashed line is a guiding document on creation and acceptance of the model by government bodies; the green dashed line is a guiding document on creation and acceptance of a model as part of «the Integrated Modeling business process»

Ретроспективный прогноз

Основной задачей построения ПДГТМ является прогнозирование показателей, также выработка рекомендаций по дальнейшему регулированию разработки месторождений нефти и газа. С целью оценки прогнозной способности модели решено провести ретроспективный анализ сходимости фактических и расчетных показателей [31, 32].

В фильтрационной модели искусственным образом осуществлена остановка расчета на 01.12.2018, далее запущен краткосрочный период прогнозирования до 01.06.2019. Вывод фактических скважин на прогноз осуществлен на режиме заданной контроли-

руемой депрессии, соответствующей фактической на последнюю дату исторического периода, то есть на 01.12.2018. Ограничения на прогнозные дебиты по нефти и жидкости в модель не задавались.

Для оценки качества сходимости ретроспективного прогноза с фактическими данными проведен анализ параметра месячной добычи нефти по всем добывающим скважинам. Из рис. 11 видно, что ретроспективный прогноз с высокой точностью воспроизводит фактическую динамику месячной добычи нефти, что подтверждает способность усовершенствованной модели к прогнозированию.

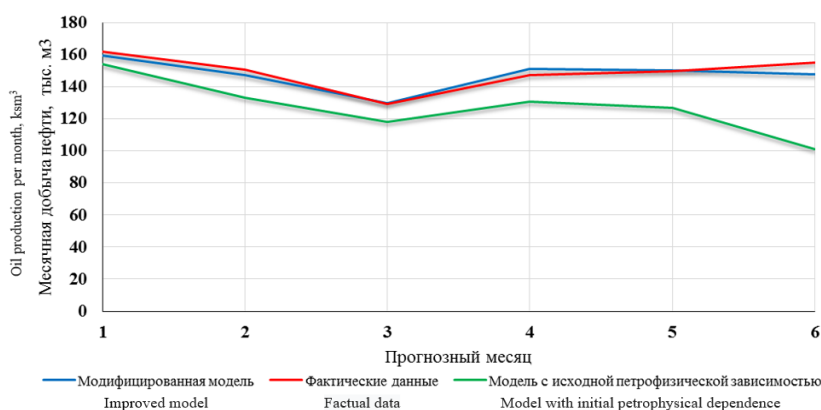


Рис. 11. Сравнительный анализ результатов ретроспективного прогноза по параметру «месячная добыча нефти»
Fig. 11. Comparative analysis of the results of the retrospective forecast for the monthly oil production

Для оценки технологической эффективности предлагаемого методического подхода комплексирования результатов разномасштабных исследований фильтрационных свойств пласта произведен сравнительный анализ ретроспективного прогноза с моделью, созданной стандартным способом. Необходимо отметить, для стандартной модели процент отклонения от фактических данных имеет нарастающий характер. На 01.06.2019 отклонение составляет 58,3 тыс. м³ (или 35,2 %), что свидетельствует о занижении потенциала добычи нефти на прогнозный период в сравнении с усовершенствованной моделью.

Заключение

В условиях роста доли трудноизвлекаемых запасов актуальным вопросом является разработка сложнопостроенных коллекторов. При стандартном подходе создания постоянно действующих геолого-технологических моделей не учитываются особенности строения, а также вторичные преобразования порового пространства, в результате нарушаются представления о процессах фильтрации, что приводит к высокой погрешности при прогнозировании добычи нефти и газа. В данной работе предложен детальный методический подход, позволяющий произвести ком-

плексирование разномасштабных исследований фильтрационных свойств пласта. Комплексный анализ позволил значительно упростить настройку модели, отвечающую регламентирующим документам по созданию и приёмке гидродинамических моделей в Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых и для целей интегрированного моделирования. Учет всех скважинных исследований позволяет снизить степень неопределенности проницаемости и более точно оценить фильтрационные процессы, происходящие при разработке объекта, в результате повысилось качество модели и её прогнозная надежность.

Предложенная методика комплексирования является универсальной и может быть тиражирована для всех месторождений нефти с разной степенью изученности.

В дальнейших работах планируется создание единой базы данных с целью автоматизации процесса комплексирования результатов разномасштабных исследований скважин.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2020-0027).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция эффективного проектирования разработки месторождений углеводородов. Программные решения / А.С. Гавриш, В.П. Косяков, А.Ю. Боталов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 75–85.

2. Баширова А.М., Яркеева Н.Р. Цифровая фильтрационная модель как способ прогнозирования показателей работы проектных скважин на примере пласта БВ81 Северо-Покурского месторождения // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 4. – С. 97–102.

3. Закиров Р.Х. Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2009. – № 4. – С. 34–36.
4. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 68–72.
5. Репина В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – № 2. – С. 104–112.
6. Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки горного института. – 2018. – № 231. – С. 268–274.
7. Комплексный подход к адаптации и прогнозу параметров вторичной пустотности для нефтяного месторождения имени Р. Требса / А.А. Гимазов, Е.Е. Фокеева, Р.У. Хайруллин, Д.М. Миниханов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 20–23.
8. Ардисламова Д.Р., Салимгареева Э.М., Галлямова Д.Ч. Комплексный подход к моделированию естественной трещиноватости в карбонатных коллекторах // SPE. – 2015. – № 176639. – С. 1–17.
9. Дикалов Д.В. Комплексный подход к созданию постояннодействующей геолого-технологической модели (на примере Западно-Тугровского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 34–40.
10. Боженик Н.Н., Белкина В.А., Стрекалов А.В. Геологическая модель выкуловских отложений с учетом анализа связности коллектора и данных по горизонтальным скважинам // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 4. – С. 30–44.
11. Исследование процессов фильтрации воды в пористой среде методами физического и численного моделирования / К.В. Белов, А.Б. Лисенков, А.Д. Пономарев, Н.С. Горбатенко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 8. – С. 64–74.
12. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Изд-во «Недра», 1988. – 150 с.
13. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 с.
14. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 26–32.
15. Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases // Am. Petroleum Inst. Drilling and Production Practice. – 1941. – P. 200–213.
16. Takougang E.M.T., Bouzidi Y., Ali M.Y. Characterization of small faults and fractures in a carbonate reservoir using waveform inversion, reverse time migration, and seismic attributes // Journal of Applied Geophysics. – 2019. – V. 161. – P. 116–123.
17. Integration of seismic attributes and production data for infill drilling strategies – a virtual intelligence approach / P. Thararoop, Z. Karpyn, A. Gitman, T. Ertekin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2008. – V. 63. – Iss. 1–4. – P. 43–52.
18. Iturrarán-Viveros U., Parra J. O. Artificial neural networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data // Journal of Applied Geophysics. – 2014. – V. 107. – P. 45–54.
19. Seismic strategy for predicting highly profitable wells in the fractured-vuggy carbonate reservoirs / P. Yang, Z. Sun, X. Liang, H. Li, G. Dan // Petroleum Exploration and Development. – 2013. – V. 40. – Iss. 4. – P. 537–541.
20. Boadu F.K. Predicting the transport properties of fractured rocks from seismic information: numerical experiments // Journal of Applied Geophysics. – 2000. – V. 44. – Iss. 2–3. – P. 103–113.
21. Classification and identification of hydrocarbon reservoir lithofacies and their heterogeneity using seismic attributes, logs data and artificial neural networks / M. Raeesi, A. Moradzadeh, F.D. Ardejani, M. Rahimi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – V. 82–83. – P. 151–165.
22. Zhen Yin, Tao Feng, Colin MacBeth. Fast assimilation of frequently acquired 4D seismic data for reservoir history matching // Computers & Geosciences Volume. – 2019. – Iss. 128. – P. 30–40.
23. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39-007-96/1997. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 11.11.2019).
24. Оленчиков Д.М. Интерактивный пошаговый расчет как основа методов автоматизации адаптации гидродинамических моделей с большим числом скважин // Научно-технический вестник ОАО НК «РОСНЕФТЬ». – 2007. – № 2. – С. 38–40.
25. Боженик Н.Н., Стрекалов А.В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 2. – С. 42–49.
26. Обработка геолого-промысловой информации с применением нейронных сетей при адаптации геолого-технологических моделей на историю разработки / А.В. Красовский, С.Ю. Свентский, З.Н. Шандроголов, Е.С. Зимин // Бурение и нефть. – 2014. – № 10. – С. 44–46.
27. Osho Lamah. A multiobjective dominance and decomposition algorithm for reservoir model history matching // Petroleum. – 2019. – V. 5. – Iss. 4. – P. 352–366.
28. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching / Akmal Aulia, Daein Jeong, Ismail Mohd Saaid, Dina Kania, Noaman A. El-Khatib // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 181. – Article 106237.
29. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification / K. Katterbauer, S. Arango, Sh. Sun, I. Hoteit // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 128. – P. 160–176.
30. History matching and production optimization of water flooding based on a data-driven interwell numerical simulation model / Hui Zhao, Ying Li, Shuyue Cui, Genhua Shang, Huazhou Andy Li // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 3. – P. 48–66.
31. Vink J.C., Gao G., Chen C. Bayesian style history matching: another way to under-estimate forecast uncertainty // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 2015. – P. 5803–5821.
32. Построение анизотропной гидродинамической модели и исследование влияния анизотропии проницаемости на примере моделирования блока месторождения / Р.И. Еремков, М.О. Коровин, В.П. Меркулов, О.С. Чернова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 86–93.

Поступила 23.09.2020 г.

Информация об авторах

Козырев Н.Д., аспирант кафедры нефтегазового инжиниринга Пермского национального исследовательского политехнического университета; инженер 1 категории отдела мониторинга гидродинамических моделей месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Кочнев А.А., аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета; инженер 2 категории отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей приоритетных месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Менгалиев А.Г., инженер 2 категории отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей приоритетных месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Путилов И.С., доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазового инжиниринга Пермского национального исследовательского политехнического университета; заместитель директора филиала по научной работе в области геологии филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Кривоцеков С.Н., кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

REFINEMENT OF THE GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODEL OF A COMPLEX OIL RESERVOIR BY MEANS OF A COMPREHENSIVE DATA ANALYSIS

Nikita D. Kozyrev^{1,2},
nikitonkozyrev@gmail.com

Alexandr A. Kochnev^{1,2},
sashakoch93@gmail.com

Alexandr G. Mengaliev²,
mengaliev.alexandr@gmail.com

Ivan S. Putilov^{1,2},
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Sergey N. Krivoshchekov¹,
krivoshchekov@gmail.com

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

² Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm,
29, Sovetskoy Armii street, Perm, 614066, Russia.

The relevance of research is caused by the widespread use of geological and hydrodynamic modeling for design of the development of oil and gas fields. Using the standard approach to creating a geological and hydrodynamic model, it is likely that the complexity of the structure and heterogeneity of the reservoir properties are underestimated, which can negatively affect the forecasted technological and economic indicators of field development.

The main aim of the research is to develop a methodological approach for the comprehensive analysis and accounting of the available multiscale field and laboratory information when creating a cube of absolute permeability of a priority field.

Object: complex carbonate oil reservoir of the Vostochno-Lambeysorskoe field.

Methods: assessment of well coverage; statistical processing of research data of standard and full-sized core samples; reinterpretation and integration of field-geophysical and hydrodynamic studies of wells; creation and use of macros in the Visual Basic environment to automate iterative data analysis processes; stochastic interpolation of the received data taking into account seismic information in the geological simulator IRAP RMS (ROXAR); creation and use of a filtration model in the Tempest More hydrodynamic simulator (ROXAR).

Results. The paper gives the characteristic of the layers of the oil reservoir under consideration, the features of the geological structure. The authors have developed the methodological approach to construction and refinement of the absolute permeability cube in the geological and hydrodynamic model, which reduces the degree of uncertainty of the properties of the reservoir. A comparative characteristic of two filtration models created on the basis of a standard method of accounting for absolute permeability and according to the proposed methodology was carried out. A higher degree of convergence of the calculated and actual technological indicators of development is noted, when using the developed methodological approach to clarify the absolute permeability of the reservoir. In order to assess the predictive ability of the geological and hydrodynamic model of the formation, the method of retrospective forecasting of technological parameters of the development of the formation is used, satisfactory convergence is noted.

Key words:

Geological and hydrodynamic modeling, comprehensive research results, absolute and phase permeability, complex carbonate reservoir, complex absolute permeability logging curve, well test, core, flowmetric studies.

The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project no. FSNM-2020-0027).

REFERENCES

1. Gavris A.S., Kosyakov V.P., Botalov A.Yu. The concept of effective design of hydrocarbon fields development. Software solutions. *Oilfield engineering*, 2015, no. 11, pp. 75–85. In Rus.
2. Bashirova A.M., Yarkheeva N.R. Digital filtration model as a method for predicting the indicators of project wells on example of a BV₈¹ formation, Severo-Pokursky field. *Petroleum Engineering*, 2015, no. 4, pp. 97–102. In Rus.
3. Zakirov R.Kh. Role of geological-hydrodynamic modelling at designing of oil field development. *Georesources*, 2009, no. 4, pp. 34–36. In Rus.
4. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N. Reservoir surveillance when hard-to-recover reserves developing. *Oil Industry*, 2015, no. 9, pp. 68–72. In Rus.
5. Repina V.A. How to consider rock density in fluid flow model of oil fields during permeability modelling. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2017, no. 2, pp. 104–112. In Rus.
6. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models. *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 231, pp. 268–274. In Rus.
7. Gimazov A.A., Fokeeva E.E., Khairullin R.U., Minikhanov D.M. Integrated approach to adapting and forecasting the parameters of secondary porosity for the R. Trebs oilfield. *Oil Industry*, 2018, no. 10, pp. 20–23. In Rus.
8. Ardislamova D.R., Salimgareeva E.M., Gallyamova D.Ch. Integrated approach to modelling naturally fractured carbonate reservoirs. *SPE*, 2015, no. 176639, pp. 1–17. In Rus.

9. Dikalov D.V. Comprehensive approach to the construction of a permanently working geological-technological model on the example of the Western-Tugrovsky deposit. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2018, no. 9, pp. 34–40. In Rus.
10. Bozhenyuk N.N., Belkina V.A., Strekalov A.V. Geological model of the vikulovskaya suit deposits, including analysis of a manifold connectivity and the data on horizontal wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 4, pp. 30–44. In Rus.
11. Belov K.V., Lisenkov A.B., Ponomarev A.D., Gorbatenko N.S. Study of fluid filtration in a porous medium using physical and numerical modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 8, pp. 64–74. In Rus.
12. Viktorin V.D. *Vliyaniye osobennostey karbonatnykh kollektorov na effektivnost razrabotki neftyanykh zalezhey* [Influence of carbonate reservoir parameters on oil reserves development efficiency]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 150 p.
13. Erlager R. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic methods of studying wells]. Moscow, Izhevsk, Computer Studying Institute Publ., 2007. 512 p.
14. Martyshev D.A., Slushkina A.Yu. Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 10, pp. 26–32. In Rus.
15. Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases. *Am. Petroleum Inst. Drilling and Production Practice*, 1941, pp. 200–213.
16. Takougang E.M.T., Bouzidi Y., Ali M.Y. Characterization of small faults and fractures in a carbonate reservoir using waveform inversion, reverse time migration, and seismic attributes. *Journal of Applied Geophysics*, 2019, vol. 161, pp. 116–123.
17. Thararoop P., Karpyn Z., Gitman A., Ertekin T. Integration of seismic attributes and production data for infill drilling strategies – a virtual intelligence approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2008, vol. 63, Iss. 1–4, pp. 43–52.
18. Iturrañ-Viveros U., Parra J.O. Artificial neural networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data. *Journal of Applied Geophysics*, 2014, vol. 107, pp. 45–54.
19. Yang P., Sun Z., Liang X., Li H., Dan G. Seismic strategy for predicting highly profitable wells in the fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, vol. 40, Iss. 4, pp. 537–541.
20. Boadu F.K. Predicting the transport properties of fractured rocks from seismic information: numerical experiments. *Journal of Applied Geophysics*, 2000, vol. 44, Iss. 2–3, pp. 103–113.
21. Raeesi M., Moradzadeh A., Ardejani F. D., Rahimi M. Classification and identification of hydrocarbon reservoir lithofacies and their heterogeneity using seismic attributes, logs data and artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol. 82–83, pp. 151–165.
22. Zhen Yin, Tao Feng, Colin MacBeth. Fast assimilation of frequently acquired 4D seismic data for reservoir history matching. *Computers & Geosciences Volume*, 2019, Iss. 128, pp. 30–40.
23. *Reglament sostavleniya proyektnykh tekhnologicheskikh dokumentov na razrabotku neftyanykh i gazonefitynykh mestorozhdeniy: RD 153-39-007-96* [Regulations for drafting of project technological documents for oil and gas fields development: WD]. Available at: <http://www.consultant.ru> (accessed 11 November 2019).
24. Olenchikov D.M. Interactive step-by-step calculation as the basis of automation methods for adapting hydrodynamic models with a large number of wells. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC OI «ROSNEFT»*, 2007, no. 2, pp. 38–40. In Rus.
25. Bozhenyuk N.N., Strekalov A.V. Some methods of simulation model history-matching. *Petroleum Engineering*, 2016, no. 2, pp. 42–49. In Rus.
26. Krasovsky A.V., Svetskiy S.Yu., Shandrygolov Z.N., Zimin E.S. Geology and field data processing using neural networks for production history matching. *Drilling and oil*, 2014, no. 10, pp. 44–46. In Rus.
27. Osho Ihamah. A multiobjective dominance and decomposition algorithm for reservoir model history matching. *Petroleum*, 2019, vol. 5, Iss. 4, pp. 352–366.
28. Akmal Aulia, Daein Jeong, Ismail Mohd Saaid, Dina Kania, Noaman A. El-Khatib. A Random Forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, article 106237.
29. Katterbauer K., Arango S., Sun Sh., Hoteit I. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 128, pp. 160–176.
30. Hui Zhao, Ying Li, Shuyue Cui, Genhua Shang, Huazhou Andy Li. History matching and production optimization of water flooding based on a data-driven interwell numerical simulation model. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 3, pp. 48–66.
31. Vink J.C., Gao G., Chen C. Bayesian style history matching: another way to under-estimate forecast uncertainty. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, USA, 2015. pp. 5803–5821.
32. Ermekov R.I., Korovin M.O., Merkulov V.P., Chernova O.S. Construction of an anisotropic hydrodynamic model and study of the influence of permeability anisotropy on the example of field block modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 11, pp. 86–93. In Rus.

Received: 23 September 2020.

Information about the authors

Nikita D. Kozyrev, graduate student, Perm National Research Polytechnic University; engineer of the 1 category, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

Alexandr A. Kochnev, graduate student, Perm National Research Polytechnic University; engineer of the 2 category, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

Alexandr G. Mengaliev, engineer of the 2 category, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

Ivan S. Putilov, Dr. Sc., professor, Perm National Research Polytechnic University; deputy director of the branch for scientific research in geology, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

Sergey N. Krivoshchekov, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.