

УДК 622.276.342

## О СНИЖЕНИИ УРОВНЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЗАВОДНЕНИЕМ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович<sup>1</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна<sup>2</sup>,  
markl212@mail.ru

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, 1.

<sup>2</sup> Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском,  
Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а.

**Актуальность.** В условиях снижения прироста разведанных запасов нефти важной задачей перед нефтяной отраслью России является вовлечение в активную разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами, характеризующихся низкой степенью их выработки, но обладающих значительными остаточными запасами. К таким объектам относятся залежи в терригенных коллекторах меловых отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Повышение эффективности их разработки позволит существенно расширить ресурсную базу страны.

**Цель:** создание комплекса алгоритмов и методик, позволяющих снизить степени неопределенности и риски принятия управляющих решений, направленных на повышение эффективности управления активами недропользователя.

**Методы.** Проведен геолого-промысловый анализ и обобщение опыта применения внутриконтурного заводнения в условиях различных групп относительно однородных объектов с использованием комплекса имеющейся информации о процессе заводнения с широким применением различных математических алгоритмов обработки данных и критериев информативности.

**Результаты.** Предложены алгоритмы, позволяющие оценивать степень взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин на участках с различными значениями параметров, характеризующих геологическое строение при различном их размещении, выбирать добывающие скважины для перевода их под нагнетание, определять необходимость бурения новых скважин и боковых стволов, использовать скважины транзитного фонда, оценивать ожидаемые дебиты добывающих скважин, окружающих нагнетательные, а также решать ряд других задач разработки. Установлено, что в условиях различных групп объектов степень влияния геологических параметров на степень взаимодействия скважин различна, что обуславливает необходимость дифференцированного подхода не только к выбору расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами для повышения эффективности закачки в пласт воды, но и при решении других задач управления разработкой объектов добычи нефти.

**Выводы.** Проведенное обобщение, полученные результаты и алгоритмы дополняют научно-методические основы повышения эффективности управления разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами с использованием закачки в пласт воды в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с минимальными неопределенностями и рисками.

### Ключевые слова:

Трудноизвлекаемые запасы, степень неопределенности, риски, выработка запасов нефти, заводнение пластов.

### Актуальность

Заводнение продуктивных пластов было и остается одним из наиболее эффективных методов разработки нефтяных месторождений практически в любых геолого-физических условиях [1–7]. При этом степень эффективности определяется особенностями геологического строения залежей, плотностью сетки скважин и технологией закачки в пласт воды, а также соответствием технологии разработки того или иного объекта особенностям его геологического строения [8–14]. Это соответствие достигается не только посредством совершенствования методов проектирования, но и посредством принятия обоснованных управленческих решений в процессе эксплуатации залежей по мере получения дополнительной информации о процессе разработки того или иного объекта. При этом довольно часто при анализе и принятии решений, направленных зачастую на повышение степени выработки запасов и снижение издержек добычи, приходится сталкиваться с различного рода неопределенностями [15–20], которые обуславливают неод-

нзначность ответов на вопросы, важнейшими из которых являются:

- выбор добывающих скважин для перевода их под нагнетание;
- определение координат расположения скважин при бурении новых нагнетательных и боковых стволов;
- использование скважин транзитного фонда;
- оценка степени и характера взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин при различном их размещении;
- оценка ожидаемых дебитов скважин, окружающих нагнетательные;
- определение расстояний, при которых скважины не взаимодействуют друг с другом на участках и залежах с различными характеристиками, отражающими фильтрационно-емкостные свойства и геологическое строение;
- возможность решения задач в условиях ограниченной информации о залежах и процессах, протекающих в них, с использованием косвенной информации;
- определение режимов добычи и закачки воды [21, 22].

Особую актуальность приобретает получение ответов на поставленные вопросы с учетом условий разработки объектов по месторождениям мелового возраста Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в которых сосредоточены колоссальные остаточные запасы нефти, причем структура этих запасов существенно изменилась за последние десять лет в сторону трудноизвлекаемых.

### Цель

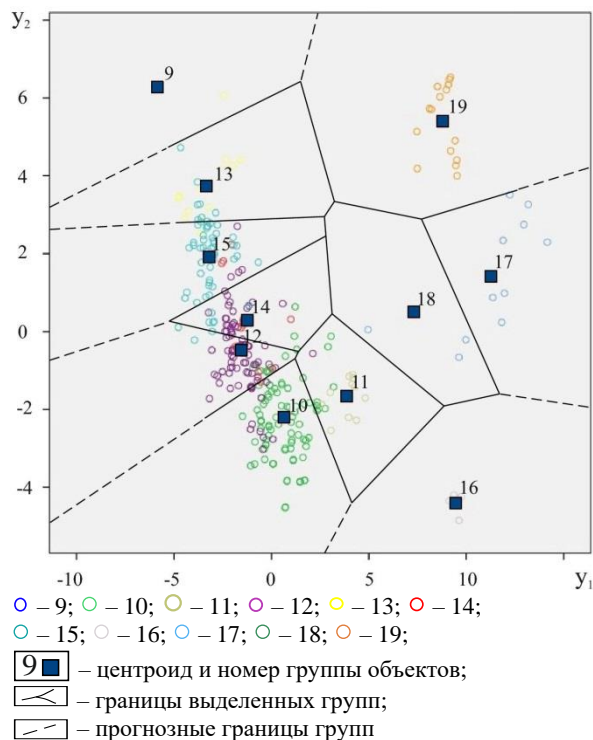
Для получения ответов на обозначенные вопросы, снижения рисков и неопределенностей при принятии управляющих решений было проведено обобщение опыта заводнения продуктивных пластов групп объектов 10 и 15, идентифицированных в работе [23], с целью создания ряда методик и алгоритмов.

### Методы

Объекты группы 10 приурочены к ачимовским отложениям, расположенным равномерно в пределах Северо-Вартовской моноклинали, Сургутского и Нижневартовского сводов. Сюда же входят и отдельные залежи Ярсомовского прогиба.

Группа объектов 15 состоит в основном из залежей готеривского возраста Нижневартовского свода, а также отдельных залежей аптского возраста Северо-Вартовской моноклинали, готеривского – Сургутского, баремского – Нижневартовского сводов. Расположение этих групп объектов в осях двух первых канонических дискриминантных функций ( $y_1$  и  $y_2$ ) представлено на рис. 1.

В пределах каждой группы объектов были выделены свыше 500 пар скважин (добывающая–нагнетательная). По каждой паре анализировались временные ряды месячной добычи жидкости и закачки воды. По значениям взаимокорреляционных функций ( $R$ ) оценивалось взаимодействие скважин. Согласно [24], при  $R \leq 0,5$  добывающие скважины либо не испытывают влияние закачки, либо это влияние является слабым. Подтверждением этого явился анализ изменения прогнозных извлекаемых запасов нефти по добывающим скважинам до и после начала закачки в пласт воды. Прогноз проводился с использованием методики, предложенной в работе [25]. Анализ величины прироста извлекаемых запасов в результате закачки в пласт воды по добывающим скважинам показал, что 93 % скважин, характеризующихся величиной  $R \geq 0,5$ , имеют прирост, в то время как по скважинам с  $R < 0,5$  – лишь 12 % имеют этот прирост. Необходимо отметить, что хорошее взаимодействие скважин в отдельных случаях приводит к потере извлекаемых запасов ввиду прорыва воды по отдельным высокопроницаемым пропласткам и снижению при этом коэффициента охвата вытеснением. Именно большинство таких случаев отмечается в 7 % скважин с  $R \geq 0,5$ . С другой стороны, слабая гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами в отдельных случаях позволяет незначительно увеличить степень выработки запасов, однако при этом растягиваются сроки разработки и, естественно, возрастают затраты.



**Рис. 1.** Распределение групп объектов, приуроченных к залежам нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

**Fig. 1.** Distribution of groups of objects associated with the West Siberian oil and gas province Lower Cretaceous deposits

Иначе говоря, степень взаимодействия определяет не только успешность организации закачки в пласт воды, но и определяет ее эффективность с точки зрения, прежде всего, выработки запасов нефти.

### Результаты

На первом этапе было изучено влияние на успешность заводнения различных геологических и технологических параметров. Успешность заводнения определялась соотношением скважин, прореагировавших на закачку, к общему количеству скважин. Были использованы значения параметров добывающих и нагнетательных скважин соответственно: общей ( $H_{\text{общ}}^D, H_{\text{общ}}^H$ ), перфорированной ( $H_{\text{перф}}^D, H_{\text{перф}}^H$ ), эффективной нефтенасыщенной ( $H_{\text{э}}^D, H_{\text{э}}^H$ ) толщин пласта; среднего значения ( $H_{\text{п}}^D, H_{\text{п}}^H$ ), среднеквадратичного отклонения ( $\sigma_{H_{\text{п}}}^D, \sigma_{H_{\text{п}}}^H$ ), вариации ( $W_{H_{\text{п}}}^D, W_{H_{\text{п}}}^H$ ), энтропии ( $\mathcal{E}_{H_{\text{п}}}^D, \mathcal{E}_{H_{\text{п}}}^H$ ), толщины нефтенасыщенных пропластков и их количества ( $n^D, n^H$ ); коэффициентов песчаности ( $K_{\text{п}}^D, K_{\text{п}}^H$ ), проницаемости ( $K_{\text{прон}}^D, K_{\text{прон}}^H$ ), пористости ( $m^D, m^H$ ), нефтенасыщенности ( $K_{\text{н}}^D, K_{\text{н}}^H$ ); относительной амплитуды ПС ( $\alpha_{\text{ПС}}^D, \alpha_{\text{ПС}}^H$ ); сопротивления пласта по ИК ( $\rho_{\text{ИК}}^D, \rho_{\text{ИК}}^H$ ), по двухметровому зонду ( $\rho_{2,25}^D, \rho_{2,25}^H$ ), по БК ( $M_{\text{БК}}^D, M_{\text{БК}}^H$ ); глубины залегания пласта ( $H_{\text{зал}}^D, H_{\text{зал}}^H$ ), а также значения рас-

стояния между добывающей и нагнетательной скважинами ( $F$ ), давления ( $P_{\text{зак}}$ ) и объема ( $Q_{\text{зак}}$ ) закачки воды в скважину. Другие геологические параметры и их влияние не рассматривались из-за незначительных интервалов их изменения либо отсутствия их массового определения по всем скважинам.

Анализ зависимостей успешности от рассматриваемых параметров показал, что в условиях рассматриваемых групп объектов имеет место высокий уровень неопределенности при использовании этих зависимостей в практических целях. Так, например, наилучшая зависимость позволяет однозначно ответить на вопрос об успешности заводнения лишь по 33 % скважин, а интервал однозначной оценки на графике составляет 39 % от общего интервала изменения значений параметра.

Последующее проведение перебора наиболее информативных параметров с использованием различных мер информативности после исключения взаимокоррелированных позволило получить параметры успешности заводнения (УЗ) в виде:

$$P_{\text{УЗ}} = \frac{H_{\text{Э}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{Э}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Н}}}{F} \quad (1)$$

(по скважинам объектов группы 10);

$$P_{\text{УЗ}} = \frac{H_{\text{Э}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Д}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{Э}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}}{F} \quad (2)$$

(по скважинам объектов группы 15).

Связь успешности полученного параметра, представленная на рис. 2, показывает существенное увеличение разрешающей способности полученных зависимостей. Так, количество скважин, попавших в зону однозначной оценки успешности, возросло по группам 10 и 15 до 40 и 39 % соответственно, а интервалы однозначной оценки – до 80 и 94 %. Иначе говоря, предложенные параметры УЗ позволяют существенно снизить степень неопределенности при принятии решений, направленных на повышение эффективности управления разработкой аналогичных месторождений. При этом, например, при выборе очагов под нагнетание можно руководствоваться тем, что:

- при  $P_{\text{УЗ}} \geq P_{\text{УЗ}}^{\text{max}} = 3,5 \cdot 10^{-3}$  м·мкм<sup>2</sup> успешность будет равна 100 %;
- при  $P_{\text{УЗ}} \leq P_{\text{УЗ}}^{50} = 1,7 \cdot 10^{-3}$  м·мкм<sup>2</sup> успешность будет менее 50 % в условиях объектов группы 10;
- при  $P_{\text{УЗ}} \geq P_{\text{УЗ}}^{\text{max}} = 0,55$  мкм<sup>4</sup>·Ом<sup>2</sup>·м<sup>3</sup> успешность будет равна 100 %;
- при  $P_{\text{УЗ}} \leq P_{\text{УЗ}}^{50} = 0,20$  мкм<sup>4</sup>·Ом<sup>2</sup>·м<sup>3</sup> успешность будет менее 50 % в условиях объектов группы 15;
- при  $P_{\text{УЗ}}^{50} < P_{\text{УЗ}} < P_{\text{УЗ}}^{\text{max}}$  успешность будет изменяться от 50 до 100 % в условиях обоих групп объектов.

В то же время около 60 % скважин, представленных на рисунке, оказались в зоне неопределенности, что способствует сохранению высокой степени рисков при принятии решений.

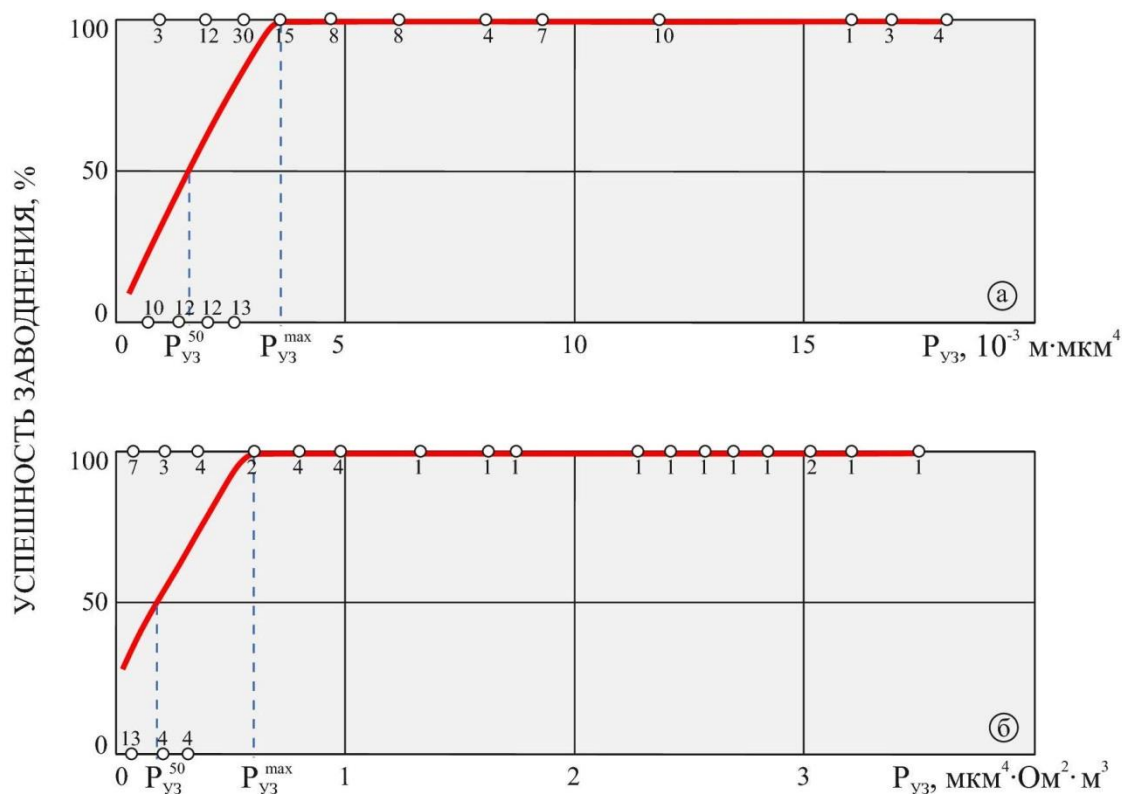


Рис. 2. Влияние параметров успешного заводнения на УЗ. Шифр точек – количество скважин; а, б) зависимости по группам объектов 10 и 15, соответственно

Fig. 2. Successful waterflooding parameters influence on waterflooding success. The number of points is the number of wells; а, б) dependencies in groups of objects 10 and 15, respectively

Поэтому на втором этапе для повышения точности однозначного ответа на вопрос о вероятности реакции добывающих скважин на закачку воды был использован дискриминантный анализ по скважинам, попавшим в зону неопределенности. В осях канонических дискриминантных функций было достигнуто разделение скважин на взаимодействующие и не взаимодействующие с определением границ раздела по первой дискриминантной функции.

Функции имеют следующий вид:

$$y_1 = 12,3 + 0,147H_{\text{общ}}^{\text{Д}} - 0,205H_{\text{перф}}^{\text{Д}} - 0,852n^{\text{Д}} - 0,884m^{\text{Д}} + 0,003K_{\text{прон}}^{\text{Д}} - 0,532\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} + 0,07K_{\text{Н}}^{\text{Д}} - 0,142H_{\text{перф}}^{\text{Н}} + 0,718H_{\text{П}}^{\text{Н}} + 0,741n^{\text{Н}} + 0,262m^{\text{Н}} + 0,004K_{\text{прон}}^{\text{Н}} - 0,279\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} + 0,09M_{\text{БК}}^{\text{Н}} - 0,0038F, \quad (3)$$

(по скважинам объектов группы 10);

$$y_1 = 5,236 + 0,0012H_{\text{общ}}^{\text{Д}} - 0,094H_{\text{Э}}^{\text{Д}} - 0,004K_{\text{прон}}^{\text{Д}} - 0,164\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} - 0,048K_{\text{Н}}^{\text{Н}} + 0,0022F, \quad (4)$$

(по скважинам объектов группы 15).

Границами служат значения равные 0 по скважинам группы объектов 10 и равные 0,8 – по скважинам группы объектов 15. Процент верно разделенных скважин составил соответственно 92 и 90 %, т. е. степень неопределенности при планировании мероприятий снизилась более чем в 2 раза и существенно приблизилась к однозначной оценке.

Другим важным моментом устранения неопределенностей является не только качественная оценка степени взаимодействия скважин, но и количественная. Причем ценность этой оценки возрастает при использовании косвенной информации, а именно данных геолого-геофизических исследований скважин, что дает возможность прогнозирования эффективности, например, ввода простаивающих скважин в эксплуатацию или перевода скважин с одного горизонта.

Использование многомерного анализа на третьем этапе позволило получить уравнения множественной регрессии по скважинам со значениями  $R \geq 0,5$ :

$$R = -0,138 - 0,0084H_{\text{общ}}^{\text{Д}} - 0,020H_{\text{перф}}^{\text{Д}} + 0,030H_{\text{Э}}^{\text{Д}} + 0,038m^{\text{Д}} + 0,0115H_{\text{Э}}^{\text{Н}} + 0,0087\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} - 0,0003F, \quad (r=0,821) \quad (5)$$

(по скважинам объектов группы 10);

$$R = 1,070 + 0,0003K_{\text{прон}}^{\text{Д}} - 0,009M_{\text{БК}}^{\text{Д}} + 0,010H_{\text{общ}}^{\text{Н}} + 0,010H_{\text{Э}}^{\text{Н}} + 0,044H_{\text{П}}^{\text{Н}} - 0,024m^{\text{Н}} - 0,036\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} + 0,004K_{\text{Н}}^{\text{Н}} - 0,0002F, \quad (r=0,929) \quad (6)$$

(по скважинам объектов группы 15).

Высокие значения множественных коэффициентов корреляции ( $r$ ) – от 0,821 до 0,929 – позволяют предложить полученные зависимости к использованию на практике.

И наконец, на четвертом этапе проведено построение геолого-статистических моделей прогноза максимальных оптимальных дебитов жидкости добыва-

ющих скважин, окружающих нагнетательные, с использованием данных геофизических исследований скважин:

- при  $R < 0,5$ :

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 163 + 7,74H_{\text{Э}}^{\text{Д}} - 24,5n^{\text{Д}} + 0,51K_{\text{прон}}^{\text{Д}} + 23,3\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} - 4,86K_{\text{Н}}^{\text{Д}}; \quad (7)$$

- при  $R \geq 0,5$ :

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = \left( \begin{array}{l} 326 + 15,48H_{\text{Э}}^{\text{Д}} - 49n^{\text{Д}} + \\ + 1,02K_{\text{прон}}^{\text{Д}} + 46,6\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} - 9,72K_{\text{Н}}^{\text{Д}} \end{array} \right) \times \left( \begin{array}{l} 1,070 + 0,0003K_{\text{прон}}^{\text{Д}} - 0,009M_{\text{БК}}^{\text{Н}} + \\ + 0,010H_{\text{общ}}^{\text{Н}} + 0,016H_{\text{Э}}^{\text{Н}} + 0,044H_{\text{П}}^{\text{Н}} - \\ - 0,024m^{\text{Н}} - 0,036\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} + 0,004K_{\text{Н}}^{\text{Н}} - 0,0002F \end{array} \right) \cdot R \quad (8)$$

(по скважинам объектов группы 10);

- при  $R < 0,5$ :

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 1014 - 3,358K_{\text{прон}}^{\text{Д}} + 2229\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} + 126H_{\text{общ}}^{\text{Д}} - 240H_{\text{Э}}^{\text{Д}} + 180H_{\text{П}}^{\text{Д}} - 39,8\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}}; \quad (9)$$

- при  $R \geq 0,5$ :

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = \left( \begin{array}{l} 2472 - 8,185K_{\text{прон}}^{\text{Д}} + 5433\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} + \\ + 0,306H_{\text{общ}}^{\text{Н}} - 584H_{\text{Э}}^{\text{Н}} + 439H_{\text{П}}^{\text{Н}} - 97\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} \end{array} \right) \cdot R \quad (10)$$

(по скважинам объектов группы 15).

Значения  $r$  изменяются от 0,62 до 0,85.

Результаты исследований позволяют ответить на поставленные выше вопросы путем использования различных комбинаций полученных формул и зависимостей (1)–(10).

Так, например, при вводе простаивающих скважин в эксплуатацию или под закачку при переводе с другого горизонта или при выборе очагов под нагнетание необходимо знать, какие скважины будут испытывать влияние закачки и каков будет их дебит по жидкости.

Для получения ответа на эти вопросы для условий, например, объектов группы 15 может быть использован следующий алгоритм:

- по каждой паре скважин (добывающая–нагнетательная) по значениям  $H_{\text{Э}}^{\text{Д}}$ ,  $K_{\text{прон}}^{\text{Д}}$ ,  $\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}}$ ,  $H_{\text{Э}}^{\text{Н}}$ ,  $K_{\text{прон}}^{\text{Н}}$ ,  $\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}$ ,  $F$  рассчитывается параметр успешности заводнения по формуле (2). Если  $P_{\text{уз}} \geq P_{\text{уз}}^{\text{min}} = 0,55 \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$ , то добывающая скважина однозначно будет испытывать влияние закачки и по формуле (6) рассчитывается значение взаимнокорреляционной функции, после чего по формуле (10) определяется значение максимальной оптимальной месячной добычи жидкости. Если  $P_{\text{уз}} < P_{\text{уз}}^{\text{min}} = 0,55 \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$ , то по уравнению (4) рассчитывается значение канонической переменной  $y_1$ . При  $y_1 \geq 0,8 - R \geq 0,5$  проводятся расчеты, приведенные выше. При  $y_1 < 0,8 - R < 0,5$  определяются значения максимальной оптимальной месячной добычи жидкости по формуле (8).
- по полученным результатам принимается управляющее решение исходя из установок пользователя.

## Заключение

Проведенное обобщение, полученные результаты и алгоритмы дополняют научно-методические основы повышения эффективности управления разработкой

залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами с использованием закачки в пласт воды в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с минимальными неопределенностями и рисками.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: ФЭН, 2014. – 750 с.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2009. – 552 с.
3. 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.
4. Ghauri W.K., Osborne A.F., Magnuson W.L. Changing concepts in carbonate waterflooding – West Texas Denver unit project – an illustrative example // Journal of Petroleum Technology. – 1974. – V. 26. – Iss. 6. – P. 595–606. DOI: 10.2118/4683-PA.
5. Miller G.A. Some perspectives on various methods of oil shale extraction, Piceance Basin, Colorado // 27th Oil Shale Symposium Colorado School of Mines Golden. – Colorado, 2007. – 14 p.
6. 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.
7. Abernathy B.F. Waterflood prediction methods compared to pilot performance in carbonate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 1964. – V. 16. – Iss. 4. – P. 276–282. DOI: 10.2118/629-PA.
8. Рогачев М.К., Мухаметшин В.В. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промышленным данным // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 275–280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.
9. Технология ограничения притока подошвенных вод в скважинах / Р.С. Хисамов, Г.С. Абдрахманов, Р.Р. Кадыров, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 126–128. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-126-128.
10. Наука и практика применения разветвленных и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений / И.Н. Хакимянов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, А.И. Никифоров. – Казань: ФЭН, 2011. – 320 с.
11. Способ разработки контактных зон на примере Туймазинского нефтяного месторождения / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, Ю.В. Зейгман, А.Н. Червякова, М.Д. Валеев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 36–40. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-36-40.
12. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, А.Р. Хафизов, С.Б. Харина, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 66–69.
13. 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.
14. Hutton A.C. Petrographic classification of oil shales // International Journal of Coal Geology. – 1987. – V. 8. – № 3. – P. 3–231. DOI: 10.1016/0166-5162(87)90032-2.
15. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2 / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Т. Абасов, Р.Н. Фахретдинов, Д.П. Анিকেев, И.В. Рощина, А.А. Контарев, Я.А. Северов, А.А. Рошин, Э.А. Мамедов, О.В. Брадулина, А.Р. Лукманов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.
16. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount // SOCAR Proceedings. – 2019. – № 2. – P. 16–22. DOI: 10.5510/OGP20190200384.
17. Quick look determination of oil-in-place in oil shale resource plays / M.W. Downey, J. Garvin, R.C. Lagomarsino, D.F. Nicklin // AAPG Annual Convention and Exhibition. –Houston, Texas, USA, April 10–13, 2011. – 21 p.
18. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
19. 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.
20. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки: 75 лет опыта. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 607 с.
21. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June, 2015. – Canada: Society of Petroleum Engineers, 2015. – 26 p. DOI: 10.2118/174402-MS.
22. Mogollon J.L., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer injection: lessons learned in the field // SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2–4 July, 2013. – Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2013. – 12 p. DOI: 10.2118/165275-MS.
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. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 288 с.
25. Пермяков И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 128 с.

Поступила 05.05.2020 г.

## Информация об авторах

**Мухаметшин В.В.**, доктор технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Кулешова Л.С.**, старший преподаватель кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском.

UDC 622.276.342

## ON UNCERTAINTY LEVEL REDUCTION IN MANAGING WATERFLOODING OF THE DEPOSITS WITH HARD TO EXTRACT RESERVES

Vyacheslav V. Mukhametshin<sup>1</sup>,  
vv@of.ugntu.ru

Lyubov S. Kuleshova<sup>2</sup>,  
markl212@mail.ru

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

<sup>2</sup> Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky,  
54a, Devonskaya Street, Oktyabrsky, 452607, Russia.

**Relevance.** In the context of the decline in growth of explored oil reserves, the Russian oil industry faces an important task of involving the deposits with hard-to-recover reserves characterized by a low recovery level but with significant residual reserves in active development. The West Siberian oil and gas province Terrigenous reservoirs of Cretaceous deposits refer to such objects. Increase of efficiency of their development will significantly expand the country resource base.

**The aim** of the research is to develop the complex of algorithms and techniques that reduce the uncertainty and risks in making management decisions aimed at improving the efficiency of asset management by subsurface users.

**Methods.** The authors have carried out the geological and commercial analysis and the experience generalization of contour waterflooding using in the conditions of various groups of relatively homogeneous objects applying a set of available information on waterflooding with the wide various mathematical algorithms for data processing and information criteria application.

**Results.** The paper introduces the algorithms which allow estimating producing and injection wells interaction degree at sites with different parameters values characterizing the geological structure in different locations, choosing producing wells for transferring them for injection ones, determining the need to drill new wells and sidetracks, using the transit fund wells, estimating the expected production rate of producing wells surrounding the injection ones, as well as solving a number of other tasks of reserves development. It was found out that under the different groups of objects conditions, the degree of influence of geological parameters on the degree of interaction between the wells is different, that causes the differentiated approach not only to the choice of distances between production and injection wells to increase the injection efficiency but also for other tasks of oil production facilities managing.

**Conclusions.** The generalization conducted, the results and the algorithms obtained complement the scientific and methodological foundations for increasing the efficiency of hard-to-recover oil deposits development managing by injecting water into the reservoir within the West Siberian oil and gas province with minimal uncertainties and risks.

### Key words:

Hard-to-recover reserves, uncertainty degree, risks, oil reserves development, waterflooding.

### REFERENCES

- Muslimov R.Kh. *Neftotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN)* [Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of recovery factor)]. Kazan, FEN Publ., 2014. 750 p.
- Lysenko V.D. *Razrabotka nefyanykh mestorozhdeniy. Effektivnyye metody* [Development of oil fields. Effective methods]. Moscow, Nedra-Business-centre Publ., 2009. 552 p.
- 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.
- Ghuri W.K., Osborne A.F., Magnuson W.L. Changing concepts in carbonate waterflooding – West Texas Denver unit project – an illustrative example. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, vol. 26, Iss. 6, pp. 595–606. DOI: 10.2118/4683-PA.
- Miller G.A. Some perspectives on various methods of oil shale extraction, Piceance Basin, Colorado. *27<sup>th</sup> Oil Shale Symposium Colorado School of Mines Golden*, Colorado, 2007. 14 p.
- 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. *Oil Industry*, 2018, no. 6, pp. 66–69. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-66-69.
- Abernathy B.F. Waterflood prediction methods compared to pilot performance in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1964, vol. 16, Iss. 4, pp. 276–282. DOI: 10.2118/629-PA.
- Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 231, pp. 275–280. In Rus. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.
- Khisamov R.S., Abdrakhmanov G.S., Kadyrov R.R., Mukhametshin V.V. New technology of bottom water shut-off. *Oil industry*, 2017, no. 11, pp. 126–128. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-126-128.
- Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Fazlyev R.T., Nikiforov A.I. *Nauka i praktika primeneniya razvetvlenykh i mnogozaboynykh skvazhin pri razrabotke nefyanykh mestorozhdeniy* [Science and practice of branched and multi-hole wells using in the oil fields development]. Kazan, FEN Publ., 2011. 320 p.
- 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. *Oil industry*, 2010, no. 10, pp. 36–40. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-36-40.
- Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B., Abutalipova E.M., Avrenyuk A.N. Peculiarities of selecting well-killing fluids composition for difficult conditions. *Oil industry*, 2017, no. 1, pp. 66–69. In Rus.
- 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.
- Hutton A.C. Petrographic classification of oil shales. *International Journal of Coal Geology*, 1987, vol. 8, no. 3, pp. 203–231. DOI: 10.1016/0166-5162(87)90032-2.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Abasov M.T., Fakhretudinov R.N., Anikeev D.P., Roshchina I.V., Kontarev A.A., Severov Ya.A., Roshchin A.A., Mamedov E.A.,

- Bradulina O.V., Lukmanov A.R. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza. Ch. 2* [New Principles and technologies for oil and gas fields development. P. 2]. Moscow–Izhevsk, Institute of Computer Science, 2009. 484 p.
16. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2019, no. 2, pp. 16–22. DOI: 10.5510/OGP20190200384.
  17. Downey M.W., Garvin J., Lagomarsino R.C., Nicklin D.F. Quick look determination of oil-in-place in oil shale resource plays. *AAPG Annual Convention and Exhibition*. Houston, Texas, USA, April 10–13, 2011. 21 p.
  18. Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
  19. 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.
  20. Shchelkachev V.N. *Vazhneyshie printsipy nefterazrabotki: 75 let opyta* [Main principles of oil field development: 75 years of experience]. Moscow «Oil and Gas» Publ. House, Gubkin RSU of Oil and Gas, 2004. 607 p.
  21. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June, 2015. Canada, Society of Petroleum Engineers, 2015. 26 p. DOI: 10.2118/174402-MS.
  22. Mogollon J.L., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer injection: lessons learned in the field. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 2–4 July, 2013. Malaysia, Society of Petroleum Engineers, 2013. 12 p. DOI: 10.2118/165275-MS.
  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. Mirzadzhanzade A.Kh., Stepanova G.S. *Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefiti i gaza* [Mathematical theory of the experiment in oil and gas production]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 288 p.
  25. Permyakov I.G. *Ekspress-metod rascheta tekhnologicheskikh pokazateley razrabotki nefityanykh mestorozhdeniy* [Express-method of technological indicators calculation for oil fields development]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 128 p.

Received: 5 May 2020.

#### Information about the authors

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

**Lyubov S. Kuleshova**, senior lecturer, Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky.