

**ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
**GEOLOGY, EXPLORATION AND PROSPECTING OF OIL
AND GAS FIELDS**

УДК 622.276

**ОЦЕНКА СТАТИСТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ РУМИЛАН И ВЫБОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ
МЕТОДОВ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ**

© В. АЛАЛИ¹, Н.А. ЕРЕМИН^{1,2}

(¹Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина,
Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65;

²ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН,
Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3)

DOI 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-5-14

**EVALUATION OF STATISTICAL INDICATORS
OF DEVELOPMENT OF RUMILAN FIELD
AND CHOICE OF PROMISING METHODS
OF DEVELOPMENT**

V. ALALI¹, N.A. EREMIN^{1,2}

(¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University),
Leninskiy prospect, 65, 119991, Moscow, Russian Federation;

²Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences,
Gubkina street, 3, 119333, Moscow, Russian Federation)

Выполнен анализ статистических показателей работы по свитам месторож-
дения, представлены перспективные методы освоения залежей для место-

рождения Румилан, в частности гидродинамические, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, рассмотрены технологии полимерного заводнения воздействия на пласт, а также выделены особенности каждого из представленных методов.

The analysis of the statistical indicators of work on the formations of the field is carried out, promising methods for the development of deposits for the Rumilan field are presented, in particular, hydrodynamic and physicochemical methods of enhancing oil recovery, the technologies of polymer flooding are considered, and the features of each of the methods are highlighted.

Ключевые слова: МУН, САР, циклическое заводнение, пласт, месторождение Румилан, полимерное воздействие.

Keywords: EOR, Syria, cyclic waterflooding, reservoir, Rumilan field, polymer impact.

Планирование разработки месторождения и освоения залежей – это сложный процесс, который включает в себя оценку нескольких вариантов разработки месторождения и выбора наилучшего варианта. Наилучший вариант основывается на результатах оценки компромиссов между множеством факторов, таких как чистая приведенная стоимость, которая, как правило, является ключевым фактором принятия решений; операционная гибкость и масштабируемость, которые особенно важны для глубоководных и нетрадиционных разработок; капитальные и эксплуатационные затраты, так как операторы с ограниченными денежными средствами часто отдают предпочтение решениям, минимизирующим первоначальные капитальные затраты [1]. Однако наиболее весомым фактором освоения залежей и разработки месторождений является эффективность применяемых технологий.

Целью статьи является исследование перспективных методов освоения залежей для месторождения Румилан, а также выбор метода прогнозирования газового и полимерного воздействия.

Месторождение Румилан было открыто в 1962 г. совместными усилиями сирийских и советских специалистов, является продолжением залежи нефти Суэдия и имеет с ней один водонефтяной раздел. Разработка залежи началась в 1969 г. Высота залежи 127 м, начальное пластовое давление (1400 м) 180 атм, температура – 80 градусов, вязкость – 3,3 сПз, удельный вес – 0,837 г/см³ [2].

В 1956–1958 гг. компания Меихол пробурила 6 разведочных скважин в районе Карачок. В октябре 1956 первая поисковая скважина К1 открыла залежь нефти в верхнемеловых отложениях.

Рассмотрим статистические технические показатели работы по свитам.

Свита Шираниш. Фонд действующих скважин составляет 15 скважин, из них происходит добыча с низким газовым фактором, хотя из скважин 26–30 и горизонтальной скважины 23 добыча с высоким газовым фактором. Добыча нефти достигла 1 521 209 м³, КИН составляет 6,3 %.

Начальные геологические запасы нефти 23,35 млн м³. Геологические запасы газа 388 млн м³, добыча газа из газовой шапки составляет 156,537 млн м³,

КИН 40,3 %. Что касается горизонтальных скважин (16, 17, 21, 22, 23, 24), то накопленная добыча из них составляет 267 139 м³ (дебит 39 312 м³/год). Дебит скважины 18,7 м³/сут с обводненностью 3,5 %, что представляет 80,5 % от добычи этой свиты и 40 % от действующих скважин [7].

В конце 2011 г. фонд действующих скважин снизился до 12 скважин, которые добываются с низким газовым фактором, хотя из скважин 30, 26, 23 добыча с большим газовым фактором 1093 м³/м³, накопленная добыча нефти достигла 15 342 266 м³, а дебит газовой шапки 157,248 млн м³, КИН составляет 40,5 %. Горизонтальные скважины 16, 17, 21, 22, 23, 24 дали добычу нефти 289 540 м³, дебит жидкости скважин 12 м³/сут, с обводненностью 4 %, что представляет 55,2 % от добычи этой свиты и 50 % от действующих скважин [2].

Свита Массив. По состоянию на 2010 г. фонд действующих скважин составляет 64 скважины, 16 из них горизонтальные. Геологические запасы составляют 85,48 млн м³, промышленная добыча нефти началась еще в 1969 г. и достигала 13 214 419 млн м³, КИН – 22,6 %, обводненность – 76 % и накопленная добыча 19,990 млн м³, дебит нефти составляет 258 415 м³/год. Было рекомендовано бурить 17 горизонтальных скважин, дебит которых достигал 135 931 м³/год, что представляет 52,6 % от добычи этой свиты и 25 % от действующих скважин, обводненность 66,5 %, а дебит жидкости составлял 70 м³/сут [7].

В 2011 г. число фонда действующих скважин составляет 15 скважин (5 горизонтальных), накопленная добыча нефти достигается 13,225 млн м³ с обводненностью – 77,7 %, КИН – 22,6 %.

Накопленная добыча воды достигла 20,66 млн м³, дебит нефти составлял 18 916 млн м³/год, дебит 15 горизонтальных скважин достигал 103 506 м³/год, обводненность – 68,8 %, КИН – 53,3 %, дебит жидкости – 76 м³/сут, что представляет 35,3 % от добычи этой свиты и 33,3 % от действующих скважин. Все скважины эксплуатируются механизированным способом [7].

Свита Бутма. Действующие скважины этой свиты 106, 107, 108, геологические запасы составляют 1,988 млрд м³, накопленная добыча газа из газовой шапки 360,118 млн м³. Начальное пластовое давление 254 атм снизилось на 26 %.

По состоянию на 2011 г. действующие скважины 106, 107, 108, накопленная добыча газа из газовой шапки 422,712 млн м³. Пластовое давление не изменилось, добыча газа 6,4 млн м³, добыча конденсата составляет 11 597 м³/год, КИН газа газовой шапки 21,26 % [7].

Свита Курачайн-Доломит. Здесь добываются нефть и газ, добыча которых резко уменьшилась. Анализ запасов показал следующее:

- до 1986 г. средняя добыча газа 10,74 млн м³, в конце 2010 г. стала 3,78 млн м³, а накопленная добыча газа составила 461,350 млн м³;

- дебит снизился от 70 млн м³/год в 1987 г. до 1,317 млн м³/год в конце 2010 г.;

- пластовое давление снизилось на 122,1 атм, примерно на 38,52 % (начальное пластовое давление 317 атм);

– дебит газа снизился для каждой скважины от 90 000 м³/сут до 5206 м³/сут;

– сильно снизилось давление на устье скважины.

По состоянию на 2019 год:

– средняя добыча стала 3,8 млн м³, накопленная добыча газа из газовой шапки 463,650 млн м³;

– дебит снизился до 1,983 млн м³/год;

– пластовое давление осталось без изменения;

– дебит газа снизился для каждой скважины до 5433 м³/сут;

– текущий КИН газовой шапки достигал 30,4 % от геологических запасов 1,524 млрд м³;

– сильно снизилось давление на устье скважины.

Свиты Мидиат и Джерибе. Для получения свободного газа между этими двумя слоями на Мидиате входили в разработку скважины 201, 202, 205, дебит был 13 667 м³/сут, а на Джерибе – скважины 54, 203, 204, 206, 207, дебит был 5717 м³/сут [3].

Свита Джерибе. Геологические запасы составляют 311 млн м³, накопленная добыча свободного газа достигала до 223,347 млн м³, а давление снизилось на 52,9 % (начальное пластовое давление 82 атм, текущее давление 38,6 атм), КИН – 71,8 %. Дебит составляет 2,018 млн м³/год.

Свита Мидиат. Геологические запасы составляют 531 млн м³, накопленная добыча свободного газа достигала 322,482 млн м³, а давление снизилось на 29 % (начальное пластовое давление 89 атм), КИН – 60,7 %. Дебит газа составляет 6 млн м³/год.

В 2011 г. на свите Мидиат дебит скважин 201, 202, 205 был 16 584 м³/сут, а на Джерибе для скважин 54, 203, 204, 206, 207 дебит был 5621 м³/сут.

Свита Джерибе. Накопленная добыча свободного газа достигала 225,753 млн м³, а давление снизилось на 55,1 % (текущее давление 36,8 атм) и КИН 72,6 %. Дебит газа 2,406 млн м³/год.

Свита Мидиат. Добыча свободного газа достигалась 330,177 млн м³, а давление снизилось на 25,8 %, КИН – 62,2 %. Дебит газа составляет 7,659 млн м³/год.

Представим фонды скважин по свитам.

Свита Массив: число фонда скважин на этой формации достигает 69 скважин (рисунок 1).

Свита Курачайн-Доломит: число фонда скважин на этой формации всего 4 скважины.

Свита Шираниш: число фонда скважин на этой формации составляет 40 скважин. Действующие скважины (13 скважин) сократились на 5 скважин, что связано с переходом скважин (10, 81, 105, 26, 38) в наблюдение (рисунок 2).

Свита Мидиат: число фонда скважин на этих формациях всего 10 скважин (рисунок 3).

Свита Бутма: число фонда скважин на этой формации 4 скважины, так же как было в 2010 г., а действующие скважины снизились на 1, что связано с переходом скважины 107 на ремонт (рисунок 4).

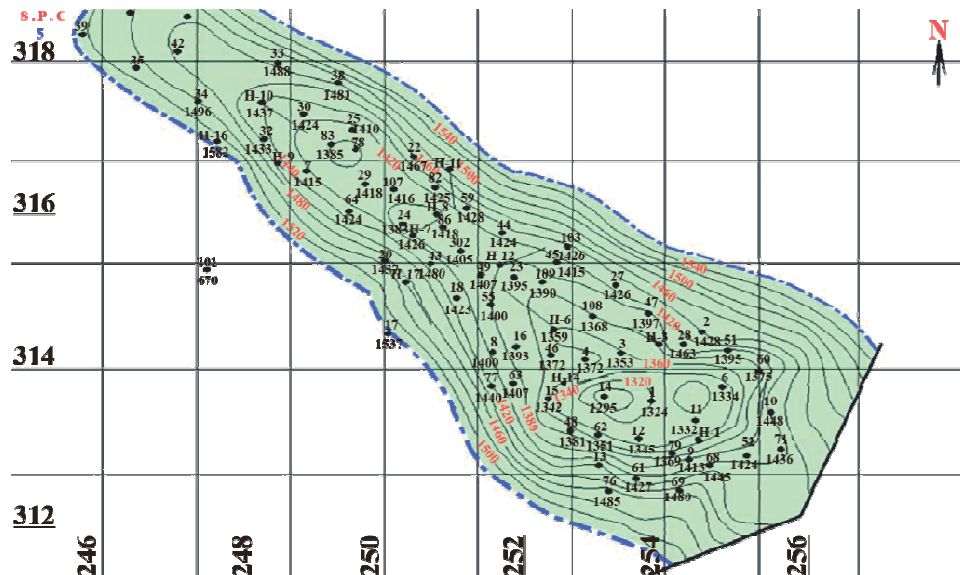


Рисунок 1. Карта изолиний глубин и расстановки скважин по свите Массив

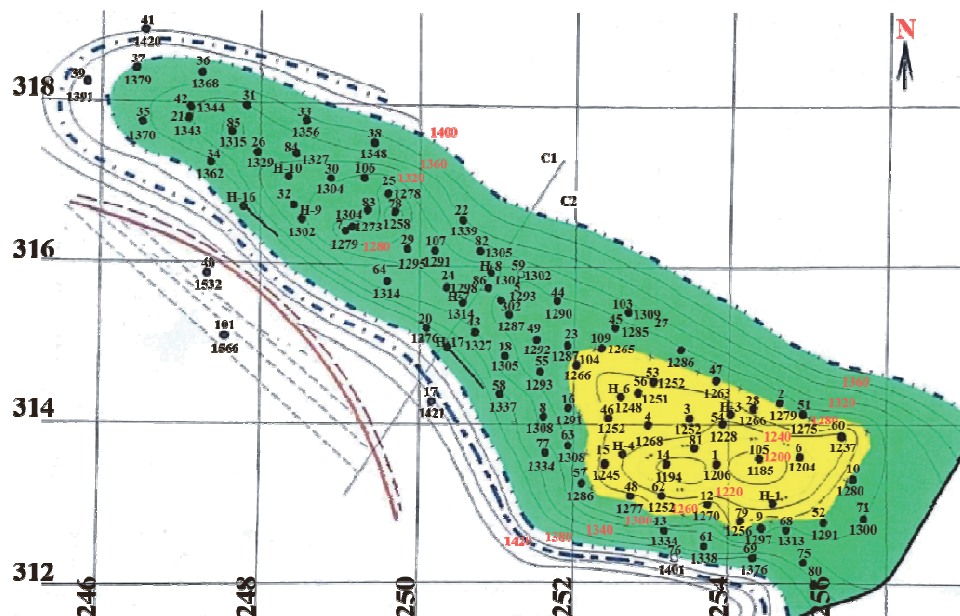


Рисунок 2. Карта изолиний глубин и расстановки скважин по свите Шираниш

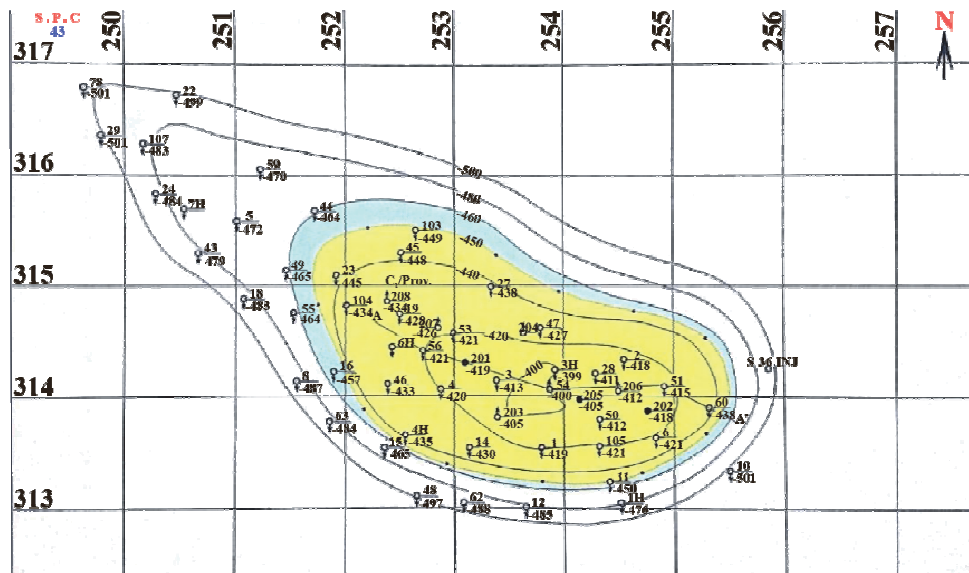


Рисунок 3. Карта изолиний глубин и расстановки скважин по свите Мидиат

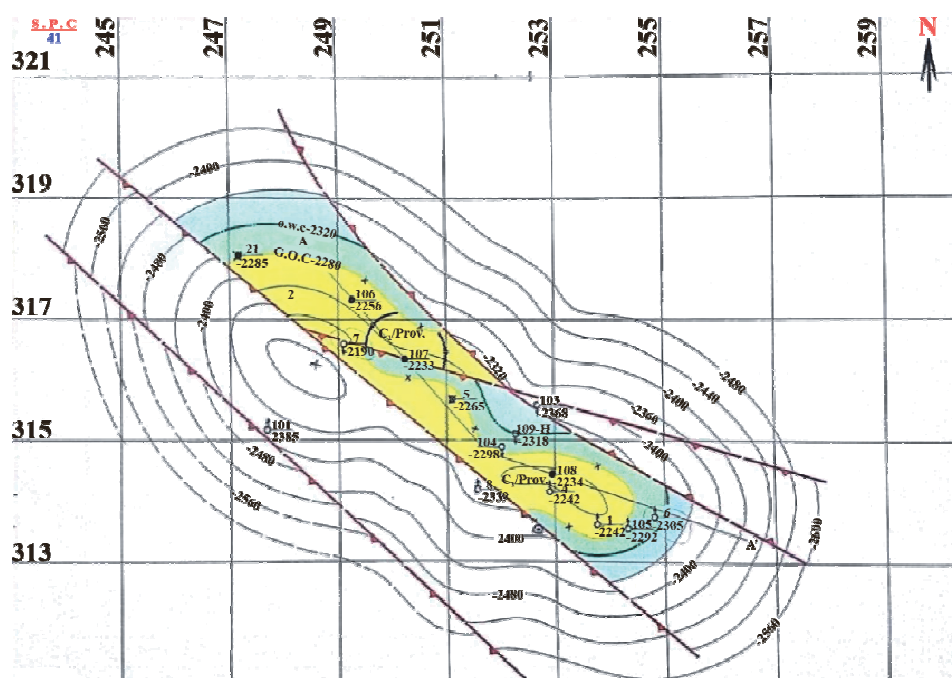


Рисунок 4. Карта изолиний глубин и расстановки скважин по свите Бутма

Для увеличения добычи с месторождения Румилан составлен план, который стремится к улучшению работы действующих скважин и бурению новых. На данном этапе ставится вопрос о выборе перспективных технологий освоения залежей, которые рассмотрим ниже [4].

1. Газовые МУН. Метод основан на нагнетании воздуха за счет процесса низкотемпературного окисления. В результате низкотемпературных реакций окисления образуются высокоэффективные газовытесняющие агенты, содержащие азот, диоксид углерода и легкий углеводород.

К достоинствам метода можно отнести:

- использование воздуха, что говорит о технико-экономической целесообразности;

- использование естественной энергии пласта, то есть высоких пластовых температур (более 60–70 °С) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и создания эффективного вытесняющего агента.

Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших последствий использования тепловой энергии пласта для осуществления закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Интенсивность реакций окисления быстро растет с увеличением температуры.

Впрыск углекислого газа, который растворяется в воде намного лучше, чем углеводородные газы. Растворимость его в воде увеличивается с увеличением давления и уменьшается с увеличением температуры [4, 5].

При растворении в воде вязкость углекислого газа увеличивается незначительно. При массовом содержании углекислого газа в воде (3–5 %) ее вязкость увеличивается всего на 20–30 %. Образовавшаяся при растворении CO_2 в воде смесь растворяет некоторые виды каменного цемента, увеличивая проницаемость коллектора. Набухаемость глины в воде также снижается из-за диоксида углерода. Углекислый газ растворяется в масле в 4–10 раз лучше, чем в воде, поэтому он может переходить из водного раствора в масло. Во время перехода межфазное натяжение между нефтью и водой становится очень низким, что значительно улучшает процесс вытеснения нефти.

Углекислый газ в воде способствует смыванию нефтяной пленки, покрывающей первичные породы, и снижает вероятность разрыва водной пленки. В результате капли масла с низким межфазным натяжением свободно перемещаются по поровым каналам и проницаемость масляной фазы увеличивается. Когда CO_2 растворяется в масле, вязкость нефти уменьшается, ее плотность увеличивается, при этом объем масла значительно увеличивается: масло разбухает. Увеличение в 1,5–1,7 раза объема нефти с растворенным в ней CO_2 вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов маловязкой нефти.

При вытеснении высоковязкой нефти основным фактором, увеличивающим скорость вытеснения, является снижение вязкости нефти из-за растворения в ней CO_2 . Чем больше начальное значение вязкости масла, тем сильнее это снижение [6].

2. Химические методы. Эти методы, прежде всего, подходят для увеличения нефтеотдачи из сильно истощенных, обводненных пластов с рассеянной неравномерной нефтенасыщенностью. Методы применяются на залежах с нефтью низкой вязкости, водой с низкой соленостью, где продуктивные пласты представлены карбонизированными коллекторами с низкой проницаемостью [5].

Заводнение поверхностно-активными веществами (включая пену). Вытеснение заводнением направлено на снижение поверхностного натяжения на границе нефть–вода, увеличение подвижности нефти и улучшение ее вытеснения водой. За счет улучшения смачиваемости горных пород вода лучше впитывается в поры, заполненные нефтью. В результате вода быстрее движется в пласте и вытесняет больше нефти.

Щелочное вытеснение. Метод щелочного вытеснения МУН основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью и породой. Нефть взаимодействует с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе раздела нефть – щелочной раствор и повышающие смачиваемость пород. Щелочной раствор – один из наиболее эффективных способов уменьшить краевой угол смачивания водой породы, то есть гидрофилизации пористой среды, которая приводит к увеличению скорости вытеснения нефти водой.

Вытеснение химических реагентов. Мицеллярные растворы – это прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном гомогенны и устойчивы к фазовому разделению, тогда как масляные эмульсии в воде или воде в масле непрозрачны, неоднородны по структуре глобул и обладают фазовой нестабильностью [5].

3. Полимерное вытеснение. При заводнении полимера в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид). Этот реагент обладает способностью даже при низких концентрациях значительно увеличивать вязкость воды, снижая ее подвижность и, таким образом, увеличивая охват затопления резервуаров.

Полимеры «сгущают» вытесняющую воду. Это уменьшает разницу между вязкостями нефти и воды и, как результат, эффективно предотвращает прорыв воды через нефть из-за разницы вязкости или неоднородности физических характеристик пласта. Кроме того, высоковязкие полимерные растворы вытесняют из пористой среды не только масло, но и воду. Следовательно, они взаимодействуют со скелетом пористой среды, то есть с горной породой и ее цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимера, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и закрывают каналы или ухудшают фильтрацию воды. Раствор полимера предпочтительно попадает в высокопроницаемые слои, и за счет увеличения вязкости раствора и снижения проводимости среды происходит значительное уменьшение динамической неоднородности потока жидкости и, как следствие, увеличение покрытия пластов водой [5].

4. Гидродинамические методы. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увели-

чить степень извлечения нефти, а также уменьшить объем воды, закачиваемой в пласт. В результате добываемая жидкая обводненность снижается, а энергия коллектора направляется на добычу нефти.

5. Интегрированные технологии. Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу МУН и не относятся к традиционным методам заводнения, применяемым для поддержания пластового давления нефти. Эти методы направлены на избирательную интенсификацию добычи нефти. Рост добычи достигается за счет вертикальных перетоков в неоднородном пласте через низкопроницаемые пояса из низкопроницаемых пластов в высокопроницаемые слои за счет специальных программ закачки, использующих нестационарные эффекты.

6. Барьерное затопление. Разработка нефтяных и газовых месторождений часто сопровождается прорывом газа в забой добывающих скважин, что значительно затрудняет их эксплуатацию из-за высокого газового фактора. Суть барьерного заводнения заключается в том, что нагнетательные скважины находятся в зоне газонефтяного контакта. Закачка воды и добыча нефтяного газа синхронизированы таким особым образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в зоне газообразования и газа в зоне нефтеобразования.

Заключение. Для того чтобы повысить эффективность разработки нефтяного месторождения Румилан, в настоящее время используются различные методы. Например, для повышения коэффициента нефтеотдачи скважин 14, 27, 30 предлагается использовать углеводородные растворители, полимерные растворы, а также метод изменения температурного режима процесса вытеснения.

Среди высокоэффективных технологий освоения залежей скважинами 26, 28, 33, 10, 105, 81 можно выделить такие перспективные технологии, как циклическое и полимерное заводнения. Выбор методов и технологий для скважин должен основываться на высокой эффективности и на технико-экономическом обосновании выбранных проектных решений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мовеаз Ахмад. Обоснование технологических решений по разработке месторождений Сирии с высокими нефтями. – Кан. дисс. – М.: МИНГ имени И.М. Губкина. – 2000. – 124 с.
2. Проект разработки и пробной эксплуатации нефтяных и нефтегазовых залежей месторождений Суэдия и Румилан. Геологическая часть. Книга 1. – Грозный, 1983. – 186 с.
3. Хишам Альшейх Атье. Анализ состояния и перспективы разработки наиболее крупного нефтяного месторождения Сирии: Кан. дисс. – М.: МИНХиГП имени И.М. Губкина, 1975. – 257 с.
4. Modern EOR Review [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://petros.ru/eng/worldmarketoil/?action=show&id=287#:~:text=Hydrodynamic%20EOR%20methods%20can%20intensify,is%20focused%20on%20oil%20production> (дата обращения: 18.09.2020).
5. Патра В.Д. Закачка индикатора, как один из эффективных методов контроля и управления разработкой нефтяных месторождений//Prace Instytutu Nafty i Gazu, no. 137. PL ISSN 0209-0724, Krakow, 2006. – С. 813–820.

6. Оганов К.О. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів. – Київ: Вид-во «Наукова думка», 2005. – 352 с.
7. Годовой отчет 2011, 2015 г. Сирийская Нефтяная Компания.

REFERENCES

1. Moveaz Ahmad. Justification of technological solutions for the development of fields in Syria with high oils: Kan. diss. M.: MING imeni I.M. Gubkina, 2000, 124 p. (in Russian).
2. Project for the development and trial operation of oil and oil and gas deposits of the Suedia and Rumilana fields. Geological part, Book 1. Grozny, 1983, 186 p. (in Russian).
3. Hisham AL'shejh At'e. Analysis of the state and development prospects of the largest oil field in Syria: Kan. Diss. M.: MING imeni I.M. Gubkina, 1975, 257 p. (in Russian).
4. Modern EOR Review [Elektronnyj resurs]. Available at: <http://petros.ru/eng/worldmarketoil/?action=show&id=287#:~:text=Hydrodynamic%20EOR%20methods%20can%20intensify,is%20focused%20on%20oil%20production> (accessed: 18 September 2020) (in Russian).
5. Patra V.D. Indicator injection as one of the effective methods for monitoring and managing the development of oil fields. Prace Instytutu Nafty i Gazu, no. 137. PL ISSN 0209–0724, Krakow, 2006, p. 813–820 (in Russian).
6. Oganov K.O. New methods for the advancement of naphtha development. Kiev: View “Naukova Dumka”, 2005, 352 p. (in Russian).
7. Yearly report 2011, 2015 Syrian Petroleum Company (in Russian).

Валид АЛАЛИ является аспирантом РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Автор 3 научных публикаций.

Walid ALALI is a postgraduate student at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). He is author of 3 scientific publications.

E-mail: walidalali@gubkin.ru

Николай Александрович ЕРЕМИН окончил МИНХиГП имени И.М. Губкина в 1978 г. и МГУ имени М.В. Ломоносова в 1986 г. Доктор технических наук, заведующий Аналитическим центром научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. Профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Специалист в области цифровизации и интеллектуализации месторождений углеводородов, разработки месторождений углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов. Автор свыше 180 научных публикаций, включая 19 монографий и учебников.

Nikolai A. EREMIN graduated from Gubkin Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry in 1978 and Lomonosov Moscow State University in 1986. He is Full Doctor of Technical Sciences, Head of the Analytical Center of Scientific and Technical Forecasting in Oil and Gas Industry of the Oil & Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences. He is Professor of the Department of Oil Field Development of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. He is specialist in the area of digitalization and intellectualization of hydrocarbon fields, development of oil and gas fields and enhanced oil recovery. He is author of more 180 scientific publications, including 19 monographs and textbooks.

E-mail: ermn@mail.ru