УДК 622.276.342

Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири

М.К.РОГАЧЕВ¹✉, В.В.МУХАМЕТШИН², Л.С.КУЛЕШОВА³¹ Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия³ Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия

В условиях однотипных залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами в терригенных коллекторах юрского возраста Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции проведено изучение влияния особенностей геологического строения объектов и технологий заводнения на степень реагирования добывающих скважин на закачку воды. Степень реагирования скважин определялась путем анализа временных рядов дебитов добывающих и объемов закачки нагнетательных скважин с расчетом значений взаимнокорреляционных функций (ВКФ). Считалось, что при значениях ВКФ в тот или иной период закачки более 0,5 добывающая скважина реагирует на закачку. Выявлены факторы, оказывающие превалирующее влияние на успешность заводнения. Среди них: эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в добывающих скважинах; относительная амплитуда собственной поляризации пласта как в добывающей, так и в нагнетательной скважинах; коэффициент песчаности пласта в нагнетательных скважинах; месячный объем закачки воды и расстояния между скважинами. Предложен методический подход, основанный на применении предложенного эмпирического параметра успешности заводнения, предполагающего использование косвенных данных в условиях ограниченной информации о процессах, протекающих в пласте при обосновывании и выборе добывающих скважин для перевода их под нагнетание при очаговом заводнении; бурении дополнительных добывающих и нагнетательных скважин – уплотнении сетки скважин; отключении нагнетательных и добывающих скважин; использовании транзитного фонда скважин; использовании циклического, нестационарного заводнения с целью изменения направления фильтрационных потоков; определении дизайна *L*-образных скважин двойного назначения (определение длины горизонтальной части); ограничении отбора в высокообводненных скважинах с высокой степенью взаимодействия; определении зон разуплотнения (без закачки индикаторов), застойных зон для бурения боковых стволов, совершенствования расположения добывающих и нагнетательных скважин, перевода скважин с других горизонтов; выборе назначения скважин при реализации избирательной системы заводнения с целью повышения использования ресурсной базы месторождений жидких углеводородов.

Ключевые слова: ресурсная база углеводородов; коэффициент извлечения нефти; юрские отложения; заводнение

Как цитировать эту статью: Рогачев М.К. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири / М.К.Рогачев, В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова // Записки Горного института. 2019. Т. 240. С. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711

Введение. В условиях постоянного снижения уровня добычи нефти на месторождениях, находящихся в благоприятных природно-климатических условиях в районах с развитой производственной и бытовой инфраструктурой [2, 6, 9, 11, 18], снижения уровня прироста запасов нефти, увеличения доли добычи нефти в регионах со сложными природными условиями и отсутствием производственной базы [1, 8, 19], а также смещения структуры остаточных запасов нефти в сторону трудноизвлекаемых весьма актуальным для поддержания уровня добычи нефти в стране является повышение использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Несмотря на то, что разработка залежей в юрских отложениях осуществляется с шестидесятих годов предыдущего столетия, степень выработки запасов в них с применением различных систем внутриконтурного заводнения при традиционных плотностях сеток скважин к концу разработки в среднем не превысит 20 % на участках с относительно высокими значениями параметров, характеризующих особенности геологического строения объектов. На месторождениях, залежах, участках с неблагоприятными природными условиями разработки закачка в пласт воды не всегда дает положительные результаты, а эксплуатация таких объектов на естественных режимах позволяет добывать к концу рентабельного периода лишь 5-10 % от геологических запасов при плотности сетки скважин от 25 до 40 га/скв [1, 3, 4, 16].

Значительные запасы нефти, сосредоточенные в коллекторах данного возраста, низкая степень извлечения геологических запасов, низкий уровень ввода месторождений в активную разработку из-за высокой себестоимости добычи, особенно на участках распространения низкопродуктивных пород-коллекторов, позволяют считать данные объекты существенным резервом добычи нефти, при условии повышения эффективности их разработки с применением, прежде всего, традиционного внутриконтурного заводнения. Однако при этом необходим дифференцированный подход к выбору систем с учетом особенностей геологического строения различных групп этих объектов.

Постановка проблемы. Опыт разработки юрских отложений показывает, что при достижении максимально возможного соответствия применяемых систем разработки особенностям геологического строения этих объектов, коэффициент извлечения нефти к концу разработки на относительно высокопродуктивных участках может достигнуть 30-35 %, а на низкопродуктивных – 15-20 % при удовлетворительном уровне рентабельности.

Именно эти факты послужили основанием для проведения анализа и обобщения опыта заводнения залежей юрского возраста, выделенных в работе [7] в самостоятельную группу по комплексу параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов с целью дополнения научно-методической базы обоснования выбора расположения добывающих и нагнетательных скважин для повышения эффективности выработки запасов нефти на низкопродуктивных участках залежей.

Методология. Для решения поставленных задач были использованы объекты выделенной группы 6 [7], приуроченные к пластам верхней и средней юры, расположенным, в основном, в пределах Северо-Вартовской моноклинали. В эту же группу входят и отдельные залежи, расположенные в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов и Ярсомовского прогиба.

Характерной особенностью этих объектов является низкая степень ввода их в активную разработку, хотя отдельные залежи разбурены достаточно плотной сеткой скважин, на них освоены различные системы внутриконтурного заводнения, а текущая степень выработки запасов на отдельных участках достигает 10-12 % от геологических запасов.

В то же время по многим добывающим скважинам, окружающим нагнетательные, отмечается отсутствие влияния закачки воды, которое выражается снижением пластового давления, уровня добычи жидкости, отсутствием роста обводненности. Эти факты подтверждаются промысловыми исследованиями, а также многочисленными исследованиями на месторождениях с аналогичными геологическими параметрами за рубежом [10, 12-15, 17]

Обсуждение. В условиях отсутствия полномасштабных гидродинамических исследований было изучено взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин с использованием косвенных данных. Изучались временные ряды месячной закачки воды и добычи жидкости по двум парам нагнетательных и добывающих скважин. В течение года после начала закачки воды ежемесячно определялись значения взаимнокорреляционной функции (ВКФ). По максимальному значению этой функции определялось, реагирует добывающая скважина на закачку или нет. Пороговое значение, согласно [5], принималось равным 0,5.

Анализ прогнозных значений извлекаемых запасов нефти по скважинам без заводнения и с заводнением показал, что в 82 % скважин, где ВКФ более 0,5, имеет место прирост извлекаемых запасов, а в 87 % скважин, где ВКФ менее 0,5 – этого прироста нет, что подтверждает объективность выбора порогового значения.

Далее было изучено влияние геолого-технологических параметров на успешность заводнения, которая представляла отношение количества скважин, прореагировавших на закачку воды, к общему количеству скважин в рассматриваемом интервале изменения значений того или иного параметра. Были использованы геолого-технологические параметры в добывающих и нагнетательных скважинах, соответственно общая $H_{\text{общ}}^{\text{Д}}$, $H_{\text{общ}}^{\text{Н}}$, перфорированная $H_{\text{перф}}^{\text{Д}}$, $H_{\text{перф}}^{\text{Н}}$, эффективная нефтенасыщенная $H_{\text{э}}^{\text{Д}}$, $H_{\text{э}}^{\text{Н}}$ толщина пласта; среднее значение $H_{\text{п}}^{\text{Д}}$, $H_{\text{п}}^{\text{Н}}$, среднеквадратичное отклонение $\sigma_{H_{\text{п}}}^{\text{Д}}$, $\sigma_{H_{\text{п}}}^{\text{Н}}$, вариация $W_{H_{\text{п}}}^{\text{Д}}$, $W_{H_{\text{п}}}^{\text{Н}}$, энтропия $\mathcal{E}_{H_{\text{п}}}^{\text{Д}}$, $\mathcal{E}_{H_{\text{п}}}^{\text{Н}}$ толщины нефтенасыщенных пропластков и их количество $n^{\text{Д}}$, $n^{\text{Н}}$; коэффициенты песчанистости $K_{\text{п}}^{\text{Д}}$, $K_{\text{п}}^{\text{Н}}$, проницаемости

$K_{\text{прон}}^{\text{д}}$, $K_{\text{прон}}^{\text{н}}$, пористости $m^{\text{д}}$, $m^{\text{н}}$, нефтенасыщенности $K_{\text{н}}^{\text{д}}$, $K_{\text{н}}^{\text{н}}$, относительная амплитуда ПС $\alpha_{\text{ПС}}^{\text{д}}$, $\alpha_{\text{ПС}}^{\text{н}}$; сопротивление пласта по ИК $\rho_{\text{ИК}}^{\text{д}}$, $\rho_{\text{ИК}}^{\text{н}}$, по двухметровому зонду $\rho_{2,25}^{\text{д}}$, $\rho_{2,25}^{\text{н}}$, по БК $M_{\text{БК}}^{\text{д}}$, $M_{\text{БК}}^{\text{н}}$; глубина залегания пласта $H_{\text{зал}}^{\text{д}}$, $H_{\text{зал}}^{\text{н}}$; расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами F ; давление $P_{\text{зак}}$ и объем $Q_{\text{зак}}$ закачки воды в скважину. Другие геологические параметры и их влияние не рассматривались из-за незначительных интервалов изменения, либо отсутствия их массового определения по всем скважинам.

Анализ показал, что с увеличением перфорированной и эффективной нефтенасыщенной толщин, средней толщины нефтенасыщенных пропластков, коэффициента песчаности, относительной амплитуды ПС, сопротивления пласта по ИК, двухметровому зонду и БК, и снижением глубины залегания пласта в добывающих скважинах успешность закономерно увеличивается. С ростом перфорированной, эффективной нефтенасыщенной толщин, количества пропластков, коэффициента песчаности и снижением глубины залегания пласта в нагнетательных скважинах успешность также закономерно повышается. Увеличение давлений закачки, объемов закачиваемой воды и снижение расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами позволяют существенно повысить степень реагирования скважин на закачку.

Расчеты, проведенные с использованием процедуры Вальда, позволили установить, что информативными по критерию Кульбака являются следующие параметры: эффективная нефтенасыщенная толщина, средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, относительная амплитуда ПС; глубина залегания пласта в добывающих скважинах, перфорированная толщина пласта, количество нефтенасыщенных пропластков, коэффициент песчаности, сопротивление пласта по ИК, БК в нагнетательных скважинах, а также объем закачиваемой воды и расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами.

Полученные результаты с физической точки зрения не противоречат существующим представлениям о влиянии рассматриваемых параметров на процесс нефтеизвлечения, однако количества скважин, попавших в область однозначной характеристики, явно недостаточно для того, чтобы использовать эти зависимости в практических целях. Так, например, наилучшая зависимость позволяет однозначно ответить на вопрос об успешности заводнения лишь по 13 % скважин, а интервал однозначной оценки составляет 46 % от общего интервала изменения значений параметра. Параметры в значительной степени коррелированы между собой.

Использование корреляционной матрицы позволило исключить взаимнокоррелированные информативные параметры. Критические значения коэффициентов корреляции определялись [10] при 5 %-ном уровне значимости.

Перебор оставшихся параметров и использование критериев информативности позволили получить параметр успешности заводнения

$$P_{\text{уз}} = \frac{H_{\text{з}}^{\text{д}} \alpha_{\text{ПС}}^{\text{д}} \alpha_{\text{ПС}}^{\text{н}} K_{\text{н}}^{\text{н}} Q_{\text{зак}}}{F} \quad (1)$$

При использовании этого параметра, как видно из рисунка, произошла значительная дифференциация точек. Меры информативности значительно возросли: количество скважин, попавших в зону однозначной оценки, составило 33 %, а интервал однозначной оценки увеличился до 70 %. Выделяются четыре области, в двух из которых успешность заводнения определяется однозначно

но: при $P_{уз} < P_{уз}^{крит} = 7,5 \text{ м}^3/\text{мес}$ успешность равна нулю; при $P_{уз}^{крит} \leq P_{уз} \leq P_{уз}^{50} = 25 \text{ м}^3/\text{мес}$ успешность будет менее 50 %; при $P_{уз}^{50} < P_{уз} \leq P_{уз}^{мин} = 37,5 \text{ м}^3/\text{мес}$ успешность будет более 50 %; при $P_{уз} > P_{уз}^{мин}$ успешность равна 100 %.

Использование параметра $P_{уз}$ позволяет проводить диагностическую процедуру оценки успешности заводнения на залежах, где планируется перевод добывающих скважин под нагнетание.

На залежах, которые уже разбурены и эксплуатируются, выбор очагов под нагнетание воды можно производить, исходя из формулы (1):

$$F \leq F_{\max} = \frac{1}{P_{уз}^{мин}} H_3^д \alpha_{ПС}^д \alpha_{ПС}^н K_{п}^н Q_{зак} = 2,7 \cdot 10^{-2} H_3^д \alpha_{ПС}^д \alpha_{ПС}^н K_{п}^н Q_{зак}, \quad (2)$$

при этом успешность будет 100 %;

$$F_{\max} < F < F_{50} = \frac{1}{P_{уз}^{50}} H_3^д \alpha_{ПС}^д \alpha_{ПС}^н K_{п}^н Q_{зак} = 4 \cdot 10^{-2} H_3^д \alpha_{ПС}^д \alpha_{ПС}^н K_{п}^н Q_{зак}, \quad (3)$$

при этом успешность будет изменяться от 50 до 100 %.

В случае если $F > F_{50}$, успешность заводнения будет менее 50 % и перевод выбранной скважины под нагнетание явится неоправданным.

Полученные результаты также могут быть использованы для совершенствования систем заводнения по залежам, находящимся в разработке при обосновывании и выборе добывающих скважин для перевода их под нагнетание при очаговом заводнении; бурении дополнительных добывающих и нагнетательных скважин – уплотнении сетки скважин; отключении нагнетательных и добывающих скважин; использовании транзитного фонда скважин; использовании циклического, нестационарного заводнения с целью изменения направления фильтрационных потоков; определении дизайна L -образных скважин двойного назначения (определение длины горизонтальной части); ограничении отбора в высокообводненных скважинах с высокой степенью взаимодействия; определении зон разуплотнения (без закачки индикаторов), застойных зон для бурения боковых стволов, совершенствования расположения добывающих и нагнетательных скважин, перевода скважин с других горизонтов; выборе назначения скважин при реализации избирательной системы заводнения.

Заключение. Проведенный анализ успешности заводнения группы однотипных залежей в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, приуроченных к юрским отложениям, позволил предложить методический подход с использованием косвенных данных в условиях ограниченной информации о процессах, происходящих в пласте, к обоснованию применения закачки в пласт воды с целью повышения эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бриллиант Л.С. Формализованный подход к оперативному управлению заводнением нефтяного месторождения / Л.С.Бриллиант, А.И.Комягин // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 2. С. 66-72.
2. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 303 с.
3. Индрупский И.М. Повышение эффективности поддержания пластового давления на основе опережающего заводнения / И.М.Индрупский, Н.В.Шупик, С.Н.Закиров // Технологии нефти и газа. 2013. № 3 (86). С. 49-55.
4. Лысенко В.Д. О давлении на устье нагнетательных скважин // Нефтепромысловое дело. 2003. № 5. С.22-24.
5. Мирзаджанзаде А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х.Мирзаджанзаде, Г.С.Степанова. М.: Недра, 1977. 288 с.
6. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фэн, 2014. 750 с.
7. Мухаметшин В.В. Кластеризация залежей юрского возраста Западной Сибири для ускорения ввода их в эксплуатацию // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 3. С. 63-68.
8. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2 / С.Н.Закиров, И.М.Индрупский, Э.С.Закиров и др. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
9. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки: 75 лет опыта. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. 607 с.

10. *Abernathy B.F.* Waterflood Production Methods Compared to Bilot Performance in Carbonate Reservoirs // *Journal of Petroleum Technology*. 1964. № 4. P. 276-282.
11. *Andreev A.V.* Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves / *A.V.Andreev, V.Sh.Mukhametshin, Yu.A.Kotenev* // *SOCAR Proceedings*. 2016. № 3. P. 40-45. DOI: 10.5510/OGP20160300287
12. *Economides J.M.* Reservoir stimulation / *J.M.Economides, K.I.Nolte*. West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
13. *Ghauri W.K.* Changing concepts in carbonate waterflooding West Texas Denver Unit product / *W.K.Ghauri, A.E.Osborne, W.L.Magnuson* // *Journal of Petroleum Technology*. 1974. № 3. P. 595-606.
14. *Hutton A.C.* Petrographic classification of oil shales // *International Journal of Coal Geology*. 1987. Vol. 8. № 3. P. 203-231. DOI: 10.1016/0166-5162(87)90032-2
15. *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, October 15-19). 2007. 14 p.
16. Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs / *Yu.V.Zeigman, V.Sh.Mukhametshin, A.R.Khafizov, S.B.Kharina* // *SOCAR Proceedings*. 2016. № 3. P. 33-39. DOI: 10.5510/OGP20160300286
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. 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
19. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods / *V.V.Mukhametshin, V.E.Andreev, G.S.Dubinsky, Sh.Kh.Sultanov, R.T.Akhmetov* // *SOCAR Proceedings*. 2016. № 3. P. 46-51. DOI: 10.5510/OGP20160300288

Авторы: **М.К.Рогачев**, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой, rogatchev@mail.ru (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), **В.В.Мухаметшин**, канд. техн. наук, доцент, vv@of.ugntu.ru (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), **Л.С.Кулешова**, старший преподаватель, markl212@mail.ru (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия).

Статья поступила в редакцию 25.07.2019.

Статья принята к публикации 18.06.2019.