



Оценка влияния массового применения ОРЗ на нефтеотдачу многопластового низкопроницаемого объекта

А.Н. ЯНИН,
генеральный директор
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»
term@tmn.ru

А.В. БАРЫШНИКОВ,
главный геолог, заместитель
генерального директора

О.А. КОФАНОВ,
начальник управления геологии
и разработки

А.Я. ТРУХАН,
заместитель начальника отдела
геологии
ООО «Газпромнефть-Хантос»

Рассмотрены вопросы количественной оценки положительного влияния технологии ОРЗ (одновременно раздельной эксплуатации) на величину конечного КИН низкопроницаемого эксплуатационного объекта (ЭО) АС₁₀₋₁₂ Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения, введенной в эксплуатацию в 1999 г. Указанная задача решалась с применением геостатистических и эмпирических методов.

EVALUATION OF DUAL COMPLETION MASS APPLICATION EFFECT ON THE OIL RECOVERY FACTOR OF A MULTILAYER LOW-PERMEABILITY FORMATION

A. YANIN, TERM Design Bureau, LLC
A. BARYSHNIKOV, O. KOFANOV, A. TRUKHAN, Gazpromneft-Khantos, LLC

Review of quantitative assessment of positive dual completion technology effect on the final oil recovery factor of low-permeability development target. The above task was solved with application of geostatistical and empirical methods.

Key words: oil field, multilayer productive formation, low-permeability reservoirs, hard to recover reserves, reservoir heterogeneity, dual injection, dual production, oil recovery factor, recoverable reserves

Внедрение оборудования для одно- временно-раздельной закачки (ОРЗ) воды в горизонты АС₁₀ и АС₁₂ на ЮЛТ началось с 2003 г. До середины 2005 г. внедрялась однопакерная компоновка ОРЗ, позднее – одно- и многопакерные. Нагнетательный фонд, оснащенный оборудованием для ОРЗ, достигает 300 скважин, им охвачено более половины нагнетательного фонда. Техничко-технологические особенности применения оборудования для ОРЗ на ЮЛТ освещены в публикациях [1, 2, 3].

Рассматриваемая площадь содержит значительные запасы нефти. Нефтеносность приурочена к 12 продуктивным пластам: АС₇, АС₈, АС₉, АС₁₀⁰⁻¹, АС₁₀⁰⁻², АС₁₀¹⁻³, АС₁₀⁴, АС₁₁, АС₁₂¹, АС₁₂³⁻⁵, ЮС₂, ЮС₃. Распределение запасов нефти по «пачкам» одноименных пластов: АС₁₂ – 52%, АС₁₀ – 40%, АС₇₋₉ – 5%, ЮС₂₋₃ – 2%, АС₁₁ –

менее 1%. Тип залежей – литологически ограниченные, ВНК отсутствует.

Технологической схемой разработки ЮЛТ, 2009 г. предусмотрено применение однорядной блоковой системы с расстоянием между скважинами 500 м. Выделен один объект разработки – горизонт АС₁₀₋₁₂. Проектное соотношение добывающих и нагнетательных скважин в целом равно 1,07. Запланировано массовое применение ГРП во всех добывающих и нагнетательных скважинах.

Площадь ЮЛТ разбуривалась и осваивалась быстрыми темпами (табл. 1).

С начала разработки на месторождении пробурена 1931 скважина (или 21% от проектного фонда), в т. ч. 1098 добывающих, 573 нагнетательных, 86 водозаборных, 5 поглощающих. Накопленная добыча нефти достигла 40 млн тонн. Годовой темп нефтеизвлечения за историю не превышал 3%.

Табл. 1. Показатели разработки ЮЛТ (по годам)

| Показатели | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|--|------|------|-------|--------|--------|
| Добыча нефти, тыс. т/год | 4312 | 6281 | 7111 | 8179 | 9250 |
| Эксплуатационное бурение, тыс. м | 616 | 786 | 1015 | 1287 | 1190 |
| Ввод скважин в добычу нефти, шт. | 210 | 254 | 304 | 396 | 360 |
| Дебиты новых скважин, т/сут. | 54 | 44 | 32 | 30 | 27 |
| Добыча жидкости, тыс. т/год | 5071 | 7650 | 9161 | 11 153 | 13 449 |
| Действ. добывающий фонд, шт. | 351 | 537 | 672 | 899 | 1067 |
| Действ. нагнетательный фонд, шт. | 88 | 150 | 280 | 434 | 567 |
| Средний дебит нефти, т/сут. | 47,4 | 41,2 | 29,9 | 29,6 | 26,5 |
| Средний дебит жидкости, т/сут. | 56,7 | 50,1 | 36,8 | 40,4 | 38,6 |
| Средняя обводненность, % | 15 | 18 | 22 | 27 | 31 |
| Закачка воды, тыс. м ³ /год | 5123 | 9120 | 12974 | 16982 | 20313 |
| Компенсация текущая, % | 81 | 96 | 116 | 126 | 126 |
| Компенсация накопленная, % | 72 | 82 | 93 | 102 | 108 |
| Соотношение добыв./нагнетат. скв. | 4,0 | 3,6 | 2,4 | 2,1 | 1,9 |



Для изучения вопроса о влиянии ОРЭ на КИН авторами* детально изучены геолого-геофизические характеристики по ГИС разрезов как отдельных горизонтов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂, так и общего ЭО – по 1908 пробуренным скважинам. При этом изучались такие параметры (и их распределение по скважинам), как:

- нефтенасыщенная толщина (h_n) продуктивных горизонтов и объекта в целом;
- проницаемость (К, мД) горизонтов и объекта, их проводимость ($K \cdot h_n$);
- характеристики отдельных проницаемых пропластков (h_n, K);
- послойная неоднородность $V_{\text{посл.}}^2$ горизонтов и эксплуатационного объекта.

В результате обработки большого массива данных ГИС по скважинам получены следующие основные характеристики горизонтов и объекта АС₁₀₋₁₂ в целом.

Горизонт АС₁₀ вскрыт в 1481 скважине, или 78% пробуренного фонда. Нефтенасыщенная его толщина изменяется от 0,4 до 50 м, в среднем – 12,6 м. Проницаемость горизонта по скважинам находится в диапазоне 0,7 – 75 мД, в среднем очень низка – 8,5 мД. Средняя проводимость ($K \cdot h_n$) горизонта невелика – 107 мД·м. По горизонту вскрыто 19 060 песчаных проницаемых пропластков. Их количество в скважинах изменяется от 1 до 66, в среднем – 13. Нефтенасыщенная толщина одного проницаемого пропластка составляет ~ 1 м, диапазон – от 0,2 до 16,8 м. Проницаемость отдельных пропластков по ГИС изменяется от 0,1 до 119 мД.

Горизонт АС₁₁ вскрыт в 72 скважинах, или 4% фонда. Нефтенасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 до 11,6 м, средняя – 2,5 м. Проницаемость объекта по скважинам варьирует от 0,3 до 22 мД, в среднем – 3,7 мД. Проводимость пласта АС₁₁ крайне мала – 9 мД·м. По пласту вскрыто 194 пропластка с нефтенасыщенной толщиной от 0,4 до 3,4 м, в среднем – 0,9 м. Количество песчаных пропластков – от 1 до 17, в среднем – 3; проницаемость пропластков по ГИС – от 0,3 до 74 мД.

Горизонт АС₁₂ вскрыт бурением в 1379 скважинах, или 72% от пробуренного фонда. Нефтенасыщенная толщина объекта по скважинам варьирует от 0,4 до 49 м, средняя – 10,9 м. Проницаемость по скважинам – от 0,1 до 58 мД, средняя крайне мала – 2,7 мД. Это примерно в 3 раза ниже, чем по горизонту АС₁₀. Средняя проводимость ($K \cdot h_n$) горизонта АС₁₂ – 29 мД·м. По горизонту вскрыто бурением 15 469 пропластков. Их количество в скважинах варьирует от 1 до 45, в среднем – 11. Средняя толщина пропластка ~ 1 м, диапазон – от 0,3 до 10,2 м. Проницаемость пропластков по ГИС: 0,1–125 мД.

Многопластовый объект АС₁₀₋₁₂ в целом вскрыт в 1908 скважинах. Его h_n по скважинам изменяется от 0,8 до 70 м, в среднем 17,7 м. Проницаемость объекта в скважинах изменяется от 0,3 до 58 мД, в среднем составляя 6,1 мД. Средняя проводимость ($K \cdot h_n$) объекта АС₁₀₋₁₂ невелика – 108 мД·м. Общее количество изученных проницаемых нефтенасыщенных пропластков – 34 723. По скважинам оно изменяется от 1 до 68, в среднем составляя 18 пропластков. Толщина одного проницаемого пропластка варьирует от 0,2 до 16,8 м, средняя ~ 1 м. Проницаемость пропластков по ГИС по объекту изменяется от 0,1 до 125 мД.

Табл. 2. Распределение скважин по величине проницаемости, в %

| Горизонт | Интервалы проницаемости, мД | | | | Всего, % |
|------------------|-----------------------------|--------|---------|----------|----------|
| | Менее 5 | 5 – 20 | 20 – 50 | Более 50 | |
| АС ₁₂ | 87,8 | 11,8 | 0,3 | 0,1 | 100 |
| АС ₁₀ | 25,5 | 72,0 | 2,3 | 0,2 | 100 |
| АС ₁₁ | 79,2 | 18,0 | 2,8 | - | 100 |
| В целом по ЭО | 49,7 | 49,3 | 0,9 | 0,1 | 100 |

Из приведенных данных следует, что как отдельные продуктивные пласты на ЮЛТ, так и объект АС₁₀₋₁₂ в целом отличаются крайне низкой проницаемостью (3 – 8 мД), умеренными средними толщинами h_n (11 – 13 – 18 м) и очень высокой расчлененностью – 18 (по объекту). Наиболее эффективным и практически единственным средством вовлечения запасов нефти в указанном типе коллекторов является гидроразрыв пласта. На ЮЛТ гидроразрыв применяется в массовых промышленных масштабах, как основная технология разработки.

В связи со сложной историей формирования залежей нефти и низкими ФЕС разбуривание ЮЛТ сопряжено с повышенными рисками получения «малоприточных» и «сухих» скважин, особенно в зонах малых толщин (ЗМТ). Требуется сопровождение процесса разбуривания с помощью детальной объемной сейсморазведки ЗД.

Укажем, что по отдельным горизонтам количество скважин, вскрывших горизонт в ЗМТ – с $h_n < 5$ м, весьма велико: АС₁₀ – 221 скважина (или 15% от общего пробуренного числа), АС₁₂ – 333 скважины (или 24%), АС₁₁ – 62 скважины (86%). На участках ЗМТ отдельных горизонтов (с $h_n < 5$ м) содержится в сумме более 30 млн тонн геологических запасов нефти. Эксплуатация ЗМТ горизонтов отдельными сетками нерентабельна, т. к. накопленный отбор нефти в среднем на 1 скважину в этих зонах не превысит 10 – 15 тыс. т/скв.

Объединение же горизонтов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ (т. е. суммирование их толщин) в общий объект в ЗМТ позволяет снизить количество скважин (с $\sum h_n < 5$ м по объекту в целом) до 92 скважин (или до 5% от общего фонда). Отметим, что нефтенасыщенную толщину менее 10 м в целом по суммарному объекту АС₁₀₋₁₂ имеет 441 (или ~ каждая четвертая) скважина.

Из приведенных данных следует, что горизонты АС₁₀ и АС₁₂ совместно залегают примерно на 3/4 разбуренной площади ЮЛТ. Для регулирования выработки запасов нефти из разнопроницаемых горизонтов на участках с достаточной h_n (каждого из горизонтов) на ЮЛТ широко применяется оборудование ОРЭ. По этой зоне и оценивалось влияние внедрения ОРЭ на КИН с учетом перспектив развития метода.

С этой целью, как основная составляющая для оценки $K_{\text{зав.}}$, изучалась послойная неоднородность разрезов скважин – как для отдельных горизонтов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ (вариант их раздельной разработки – с помощью ОРЭ), так и по многопластовому объекту АС₁₀+АС₁₁+АС₁₂ в целом (вариант совместной разработки горизонтов – без применения ОРЭ).

Согласно методике В.Д. Лысенко [4,5] «коэффициент заводнения» ($K_{\text{зав.}}$), или «коэффициент извлечения подвижных запасов нефти», определяется по следующей приближенной формуле: $K_{\text{зав.}} = K_{\text{зн.}} + (K_{\text{зк.}} - K_{\text{зн.}}) \cdot V_{\text{к.}}$, где: $K_{\text{зн.}} = 1/(1,2 + 4,2V^2)$; $K_{\text{зк.}} = 1/(0,95 + 0,25V^2)$; $V^2 = (1 + V_{\text{посл.}}^2) \times (1 + V_{\text{зон.}}^2) \times (1 - V_{\text{геом.}}^2) - 1$, где: V^2 – общая неоднородность пласта (объекта), б/р;

* В обработке исходных данных принимала участие О.Н. Босых (ООО «ПБ «ТЭРМ»)

$V^2_{\text{посл.}}$ – послойная неоднородность пласта (объекта), б/р;

$V^2_{\text{зон.}}$ – зональная неоднородность пласта, б/р;

$V^2_{\text{геом.}}$ – геометрическая неоднородность пласта, б/р;

V_k – предельная обводненность эксплуатационных скважин, %

Для различных вариантов вскрытия горизонтов (совместное или раздельное) по формулам В.Д. Лысенко рассчитана послойная неоднородность. Для одиночной скважины она равна:

$$V^2_{\text{посл.}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times (K_{\text{при}})^2}{(\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times K_{\text{при}})^2} - 1, \quad (1)$$

где n_j – число проницаемых прослоев в скважине j ,
 $K_{\text{при}}$ – проницаемость i -го пропластка в скважине j .
 Показатель P_i находится из выражения:

$$P_i = h_i / \sum_{i=1}^{n_j} h_i, \quad (2)$$

где h_i – толщина i -го пропластка в скважине j , м;
 $\sum h_i$ – сумма толщин проницаемых пропластков в скважине j , м.

Для совокупности всех скважин на пласте (объекте, блоке, участке, зоне и т. п.):

$$V^2_{\text{посл.}} = \sum_{j=1}^m V^2_{\text{посл.}} / m, \quad (3)$$

где m – общее число выбранных для исследования скважин, шт.

В результате расчетов получены следующие величины $V^2_{\text{посл.}}$ для различных вариантов разделения (объединения) горизонтов: AC_{10} – 0,463, AC_{12} – 0,427, AC_{11} – 0,10, по объекту AC_{10-12} (совместно) – 0,739.

Из полученных результатов видно, что отдельные горизонты AC_{10} и AC_{12} характеризуются повышенной послойной неоднородностью. Объединение же их в общий объект увеличивает $V^2_{\text{посл.}}$ еще в 1,6 – 1,7 раза. Это совмещение, несомненно, окажет отрицательное влияние на процесс нефтеизвлечения и КИН многопластового объекта AC_{10-12} .

Представляет интерес также и структура распределения скважин по величине параметра $V^2_{\text{посл.}}$ по горизонтам (табл. 3). Из нее следует, что «однородный» разрез ($V^2_{\text{посл.}} < 0,2$) имеют 21 – 29% скважин горизонтов AC_{10} и AC_{12} , но только – 7,5% скважин общего объекта AC_{10-12} в целом (т. е. в 3 – 4 раза меньше).

Из табл. 3 видно, что параметр $V^2_{\text{посл.}} < 0,5$ имеют 62 – 68% скважин отдельных горизонтов AC_{10} и AC_{12} ,

Табл. 3. Распределение скважин по величине параметра $V^2_{\text{посл.}}$, в %

| Объект | Интервалы послойной неоднородности $V^2_{\text{посл.}}$ | | | | | | Всего, % |
|-----------------|---|-----------|-----------|-------|-------|-------|----------|
| | Менее 0,2 | 0,2 – 0,5 | 0,5 – 1,0 | 1 – 2 | 2 – 3 | 3 – 5 | |
| AC_{10} | 21 | 41,4 | 31 | 6,3 | 0,3 | – | 100 |
| AC_{12} | 28,7 | 39,6 | 25,7 | 5,4 | 0,2 | 0,4 | 100 |
| AC_{11} | 81,9 | 16,7 | – | 1,4 | – | – | 100 |
| По AC_{10-12} | 7,5 | 31,5 | 38,9 | 18,5 | 2,8 | 0,8 | 100 |

но только – 39% в целом по объекту AC_{10-12} . Указанное изменение способно существенно снизить величину коэффициента заводнения $K_{\text{зав.}}$ по эксплуатационному объекту AC_{10-12} в целом.

Из полученных данных следует, что организация массовой эффективной раздельной закачки воды в составляющие горизонты многопластового объекта способна (особенно за счет «многопакерных» систем) существенно снизить послойную и общую неоднородность разреза, т. е. увеличить конечные величины $K_{\text{зав.}}$ и КИН.

При совместном вскрытии всех горизонтов общая расчетная неоднородность V^2 объекта AC_{10-12} составляет 1,71. В случае раздельной эксплуатации горизонтов (с помощью оборудования ОРЗ и ОРД) их V^2 снизится в 1,6 раза – до 1,05 и составит по горизонтам: AC_{10} – 1,1, AC_{12} – 1,05, AC_{11} – 0,58. За счет снижения неоднородности удастся увеличить $K_{\text{зав.}}$ и КИН по месторождению в целом (табл. 4).

Таким образом, переход от совместной к раздельной разработке горизонтов AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} за счет массового применения оборудования для ОРЭ позволит увеличить $K_{\text{зав.}}$ – с 0,710 до 0,804, а КИН – с 0,270 до 0,306, т. е. на 13,3% отн. В конечном итоге это позволит извлечь по месторождению дополнительно за весь срок разработки около 45 млн тонн нефти.

Полученные данные в целом коррелируют с ранее опубликованными оценками по одному из месторождений Западной Сибири [6].

О перспективах применения оборудования ОРЗ и некоторых других направлениях наращивания добычи нефти и увеличения КИН по ЮЛТ отметим следующее.

Если условно принять нижнюю «критическую» величину h_n по объекту AC_{10-12} приемлемую для внедрения оборудования ОРЗ, на уровне 17 – 18 м, то общее количество нагнетательных скважин в разбуренной зоне, перспективных для внедрения ОРЗ, составит примерно 400 скважин. Таким образом, оставшийся фонд нагнетательных скважин, пригодных для ОРЗ, в разбуренной части объекта оценивается примерно в 100 скважин. Если снизить «порог» h_n до 15 м, то общее количество пригодных для применения ОРЗ в разбуренной части ЮЛТ (с учетом уже оснащенных) достигнет 500 нагнетательных скважин.

Отметим также, что в разбуренной зоне ЮЛТ содержится примерно 62% запасов объекта AC_{10-12} категории C_1 . По интервалам h_n в разбуренной части запасы объекта распределены примерно следующим образом: по зоне с $h_n < 10$ м – 9%, 10 – 30 м – 66%, 30 – 70 м – 25%. В зонах, небольших (менее 10 м) толщин на 1 пробуренную скважину приходится в среднем по 128 тыс. тонн геологических запасов нефти. В зонах, – наиболь-

Табл. 4. $K_{\text{зав.}}$ и КИН при различных вариантах разработки, доли ед.

| Варианты | Объект | Квыт. | Кохв. | Кзав. | КИН |
|------------------------------------|--------------|-------|-------|--------|--------|
| Совместная разработка | AC_{10-12} | 0,507 | 0,750 | 0,710 | 0,270 |
| Разработка с применением ОРЗ и ОРД | AC_{10} | 0,548 | 0,750 | 0,796 | 0,327 |
| | AC_{11} | 0,548 | 0,750 | 0,894 | 0,367 |
| | AC_{12} | 0,475 | 0,750 | 0,810 | 0,289 |
| | В сумме | 0,507 | 0,750 | 0,804 | 0,306 |
| | Разница | – | – | +0,094 | +0,036 |



ших по объекту h_n (более 45 – 50 м) – удельные геологические запасы нефти на 1 пробуренную скважину (при принятой сетке их размещения) превышают 1 млн т/скв. (!). Отсюда следует, что в зонах значительных толщин весьма перспективным может оказаться бурение уплотняющих скважин. За счет этого мероприятия общий фонд только в рассматриваемой зоне может быть увеличен на 650 – 700 уплотняющих скважин, или на 35 – 40% от пробуренного фонда.

Выводы

1. ЮЛТ Приобского месторождения разрабатывается с 1999 г. и характеризуются высокими темпами разбуривания (до 1,29 млн м в год) и добычи нефти: в 2010 г. – 9,250 млн тонн.

2. Продуктивные пласты ЮЛТ характеризуются сложной структурой запасов и представлены особо низкопроницаемыми, сильно расчлененными коллекторами, требующими применения ГРП и дифференцированного воздействия закачкой на различающиеся по ФЕС пачки пластов.

3. На месторождении широко применяется технология ОРЗ для организации раздельной закачки воды в разрабатываемые горизонты, освоено 300 таких скважин.

4. За счет разделения пластов путем массового внедрения оборудования для ОРЗ удастся увеличить $K_{зав}$ – с 0,71 до 0,80, а КИН – с 0,27 до 0,31, приравнив накопленную добычу нефти за весь срок на 45 млн тонн.

5. Полученный опыт внедрения ОРЗ рекомендует шире применять на объектах Западной Сибири и РФ с аналогичными геологическими условиями.

Литература

1. Давиташвили Г.И., Гарипов О.М. Внедрение одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2006. №12. С. 73 – 75.

2. Юдаков А.Н., Дубив И.Б., Мулявин С.Ф. Эффективность применения одновременно-раздельной закачки на ЮЛТ Приобского месторождения // Бурение и нефть. 2009. №5. С. 36 – 39.

3. Барышников А.В., Кофанов О.А., Галеев Д.Р. и др. Опыт применения и перспективы развития технологии одновременно-раздельной закачки на Южно-Приобской лицензионной территории // Нефтяное хозяйство. 2010. №12. С. 66 – 68.

4. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1975. 174 с.

5. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1993. 311 с.

6. Ефремов Е.П., Янин А.Н., Халимов Э.М. Влияние совместной разработки на конечную нефтеотдачу многопластовых объектов // Нефтяное хозяйство. 1981. №8. С. 32 – 36. ■

Ключевые слова: нефтяное месторождение, многопластовый объект, низкопроницаемые коллектора, трудноизвлекаемые запасы, послойная неоднородность, одновременно-раздельная закачка, одновременно-раздельная добыча, коэффициент нефтеизвлечения, извлекаемые запасы