
НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ

УДК622.276; 622.279

<https://doi.org/10.47533/2020.1606-146X.89>

Б. М. НУРАНБАЕВА*, Т. Н. АСАНОВ

*УО Каспийский общественный университет (СУ), г. Алматы, Казахстан
bulbulmold@mail.ru*

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В статье затрагиваются такие актуальные вопросы, стоящие перед нефтедобывающими компаниями, как растущая потребность в углеводородном сырье и повышение нефтеотдачи, а также такой метод МУН, как гидроразрыв пласта. Кроме этого, упоминается перспективная технология S-BTF (betterthanfracking (лучше, чем фрекинг), использующая принципиально новые для индустрии нефтедобычи физические механизмы, предлагает альтернативный гидроразрыву процесс.

Ключевые слова: *запасы нефти, повышение нефтеотдачи, коэффициент нефтеотдачи, методы повышения нефтеотдачи, гидроразрыв пласта, трудноизвлекаемые запасы.*

Нефть является наиболее важным энергоресурсом в мире, на ее долю приходится более 33% мирового потребления.

По состоянию на 1 января 2019 года чуть меньше 80 процентов доказанных запасов нефти приходится на восемь стран. Из них шесть стран входят в состав ОПЕК и лишь только две (Канада и Россия) не являются членами ОПЕК. Мировым лидером по доказанным запасам является Венесуэла (по большей части за счет тяжелой/битуминозной нефти). Если же брать в расчет только легкую традиционную нефть, то несомненным лидером будут страны Ближнего Востока. В совокупности на них приходится 48,3 процентов доказанных запасов нефти.

Необходимо отметить, что доказанные запасы, принятые в международной классификации, не отражают в целом запасы нефти, которые можно извлечь в длительной перспективе. Доказанные запасы сырой нефти – это оценочное количество нефти, которое по геологическим и инженерным данным может быть извлечено в ближайшем будущем из уже известных залежей, принимая во внимание существующие технологии и текущую экономическую ситуацию. Это только часть более общей ресурсной базы.

Возрастающая мировая потребность в энергии требует более эффективной выработки традиционных ресурсов. Один из способов повышения эффективности является внедрение методов повышения нефтеотдачи, которые позволят улучшить существующие техники добычи (таких, как заводнение) и добавят новые методы извлечения нефти.

* Адрес для переписки. E-mail: bulbulmold@mail.ru

Важность усовершенствования методов извлечения нефти обусловлена тем, что большинство главных месторождений находятся на последней стадии разработки, а нефтедобыча с них снижается примерно на 5 % в год. Кроме того, задачи по нахождению новых залежей становятся всё сложнее, вынуждая искать их в труднодоступных областях – как на суше, так и на море[1].

В последнее время увеличилось количество извлекаемой нефти, что обусловлено технологическими прорывами в бурении и закачивании скважин, которые подарили возможность коммерчески выгодно извлекать нефть с нетрадиционных источников, то есть сланцевую нефть и битуминозную. Однако разработка труднодоступных и нетрадиционных залежей имеет дополнительные риски, что заметно увеличивает себестоимость добычи. В настоящее время большая часть нефти добывается с месторождений, открытых около четверти века назад. Конечный коэффициент нефтеотдачи с данных месторождений составляет примерно 35 %. Это значит, что почти две трети всей нефти остаётся в залежи. Исследования показывают, что, если повысить сегодняшний коэффициент нефтеотдачи хотя бы на 1 %, это увеличит извлекаемые запасы на 88 триллионов баррелей, что эквивалентно трех годовому объёму сегодняшней добычи. Также немаловажным является тот факт, что старые месторождения хорошо изучены с геологической точки зрения, а еще имеют хорошо развитую инфраструктуру, что уменьшает финансовые риски при внедрении новых технологий по увеличению нефтеотдачи.

Оценить эффективность разработки месторождения можно по КИН — коэффициенту извлечения нефти (или нефтеотдаче). КИН вычисляют как отношение извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам и рассчитывают на каждом этапе разработки месторождения. Сначала — проектный, основанный на данных геологоразведки о возможных запасах. Здесь учитываются строение коллектора и современный уровень технологий, позволяющий или не позволяющий эффективно работать с имеющимся коллектором. Проектный КИН дает возможность оценить экономическую обоснованность разработки.

В процессе добычи нефти обновляется геологическая модель месторождения, а вместе с ней пересчитывается и проектный КИН. К тому же регулярно отслеживается текущий КИН, равный доле, добытой на определенный момент нефти относительно геологических запасов. Это позволяет соотносить реальность с планами и своевременно менять стратегию освоения месторождения. После того как месторождение переходит в разряд истощенных, и добыча на нем прекращается, подсчитывают окончательный КИН и сравнивают его с проектным. Если проектный КИН достигнут, можно говорить о том, что разработка проведена эффективно.

Среднее значение коэффициента извлечения нефти при традиционных способах добычи не очень сильно изменилось за последние десятилетия. Причину этому, видимо, нужно искать в том, что, несмотря на развитие технологий, нефтяникам приходится иметь дело с ухудшающимися свойствами пластов. Согласно обобщенным данным, КИН при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) в среднем не выше 10%, а при вторичных способах (закачке газа для поддержания пластовой энергии) — около 35%. Это среднемировые значения.

Хотя очевидно, что чем больше КИН, тем лучше, добыча нефти может быть рентабельной и при очень небольших коэффициентах. Но в этом случае в пласте остается большое количество неизвлеченной нефти, а это – недополученная прибыль. Ситуация меняется, если в ход идут современные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Их применение позволяет увеличивать КИН в среднем на 7–15% и существенно наращивать извлекаемые запасы нефти на уже открытых месторождениях.

Одним из самых популярных методов увеличения нефтеотдачи сегодня стал гидроразрыв пласта (ГРП, англ. Hydraulicfracturing, fracking), ведущий свою историю также из середины прошлого столетия. Сложно сказать, кому первому в голову пришла идея улучшать связь скважины с пластом за счет его разрыва. Здесь первенство оспаривают советские и американские ученые. Но долгое время этот способ существовал больше в теоретических выкладках, нежели на практике: во времена легкой нефти в нем не было особой нужды. Ситуация изменилась в конце прошлого века, когда ГРП стали активно применять для разработки месторождений с чрезвычайно низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов, включая карбонатные коллекторы. Яркий пример здесь – освоение сланцевых месторождений в Америке, целиком и полностью обязанных своим успехом использованию гидроразрыва [2-3].

Сущность процесса ГРП заключается в нагнетании в пласт жидкости под большим давлением (до 60 МПа). В качестве основы для жидкости ГРП в зависимости от свойств коллектора и применяемых технологий используют пресную или минерализованную воду, углеводородные жидкости («мертвая» нефть, солярка), смеси с добавлением азота, двуокиси углерода, кислоты. Чтобы трещины сразу после снятия давления не смыкались, в них закачивают расклинивающий агент (проппант). Материал проппанта за всю историю развития технологии гидроразрыва неоднократно менялся. Сначала это была молотая ореховая скорлупа, затем кварцевый песок, позднее стали использовать стеклянные или пластмассовые шарики.

Протяженность трещин, образовавшихся после проведения ГРП, может достигать нескольких сотен метров при средней ширине до 5 мм. Они становятся новыми проводниками нефти, значительно улучшая контакт скважины с пластом и расширяя площадь притока жидкости в скважину. В среднем однократный гидроразрыв пласта позволяет увеличить дебит нефтяных скважин в два-три раза. В горизонтальной скважине может быть одновременно проведено несколько гидроразрывов. В этом случае говорят о многостадийном гидроразрыве пласта (МГРП). На сланцевых месторождениях счет стадий в горизонтальных скважинах идет уже на десятки. В общем случае количество стадий определяется исходя из экономической целесообразности и геологических особенностей коллектора.

В настоящее время многостадийный гидроразрыв пласта, пожалуй, единственный проверенный способ разработки месторождений, относящихся к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ). Сюда входят и месторождения, где фильтрационные свойства пластов не могут обеспечить рентабельные притоки, при применении обычных методов разработки МГРП может дать новую жизнь [4-5].

Кроме этого, перспективным и возможно в будущем прорывным направлением является технология S-VTF (better than fracking (лучше, чем фрекинг), использующая принципиально новые для индустрии нефтедобычи физические механизмы,

предлагает альтернативный фрекингу процесс. Технология обеспечивает создание в горном массиве сланцев густой сети микротрещин, объединяющих поры, содержащие нефть или газ, в единую гидродинамическую систему и придавая массиву сверхпроницаемость. Одновременно в пласте образуется новое давление – энергия движения нефти и газа из пор в добывающие скважины. Таким образом, достигается полное извлечение нефти и газа из пор (SWEPT), обеспечивающее высокие дебиты скважин и в разы более высокий коэффициент извлечения нефти (КИН), в том числе и по уже отработанным скважинам в залежах с «истощёнными» запасами.

Таким образом, технология S-VTF также является экологически безопасной и низкостоимостной, которая в настоящее время становится все более значительным фактором при выборе метода повышения нефтеотдачи.

ЛИТЕРАТУРА

1 Я.Е. Волокитин, М.Ю. Шустер, В.М. Карпан. Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП, [Metody uvelicheniya nefteotdachi i tekhnologiya ASP, YA. E. Volokitin, M. YU. SHuster, V. M. Karpan]

2 Алварано В., Манрик Э., “Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения”, Technopress Ltd, 2011[Alvarado, V., Manrik, E., “Metody Uvelicheniya Nefteotdachi Plastov. PlanirovaniyeStrategiiPrimeneniya”, Technopress Ltd, 2011]

3 BP Statistical Review of World Energy, 2019.

4 Белогова Е.А., Патракова Е.П., Иванов В.А. Нестационарное извлечение нефти из заводненного зонально-неоднородного по проницаемости пласта // Нефтепромышленное дело. 2012. [Belonogova E.A., Patrakova E.P., Ivanov V.A. Nestacionarnoe izvlechenie nefiti iz zavodnennogo zonal'no-neodnorodnogo po pronicaemosti plasta // Neftepromyslovoe delo. 2012.]

5 Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. М.: Недра-Бизнес-центр, 2001.[Lysenko V.D., Grajfer V.I. Razrabotka maloproduktivnyh neftyanyh mestorozhdenij. M.: Nedra-Biznescentr, 2001.]

Б. М. НУРАНБАЕВА, Т. Н. АСАНОВ

УО Каспий қоғамдық университеті (СУ), Алматы қ., Қазақстан

МҰНАЙБЕРГІШТІКТІ АРТТЫРУ ӘДІСІ РЕТІНДЕ ҚАБАТТЫ ГИДРАВЛИКАЛЫҚ ЖАРУ

Мақалада мұнай өндіруші компаниялардың алдында тұрған көмірсутекті шикізатқа деген қажеттіліктің артуы және мұнай бергіштіктің артуы, мұнайды арттырудың әдістерінің қабатты гидравликалық жару әдісіндегі өзекті мәселелер қарастырылады. Сонымен қатар, мұнай өндіру саласы үшін түбегейлі жаңа физикалық механизмдерді қолдана отырып, SBT (better than fracking) (фрекинген гөрі жақсы) технологиясы гидравликалық жарудың балама процесін ұсынады.

Түйін сөздер: мұнай қорлары, мұнайбергіштікті арттыру, мұнай беру коэффициенті, мұнай бергіштікті арттыру әдістері, қабатты гидравликалық жару, қиын алынатын қорлар.

B. M. NURANBAYEVA, T. N. ASANOV

UO Caspian Public University (CU), Almaty, Kazakhstan

HYDRAULIC FACING AS A METHOD TO INCREASE OIL RECOVERY

The article discusses such topical issues as the growing demand for hydrocarbon feedstock and enhanced oil recovery, such a method of EOR as hydraulic fracturing. In addition, the promising S-BTF technology (better than fracking) is included, which uses mechanisms that are fundamentally new for the oil industry and offers an alternative to hydraulic fracturing.

Key words: *Oil reserves, enhanced oil recovery, oil recovery methods, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, hard-to-recover reserves.*