

# ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПУТЕМ БЕСКОМПРЕССОРНОГО ГАЗЛИФТА НА ПРИМЕРЕ ВАНЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

П.В. ДОНКОВ, В.А. ЛЕОНОВ,  
С.И. КИРИЛОВ, М.З. ШАРИФОВ  
(СП «Ваньеганнефть»)

На Ван-Ёганском месторождении пласты сеноманских залежей ПК содержат 480 млн. тонн геологических запасов вязкой нефти, имеющих в пластовых условиях плотность 850 - 920 кг/м<sup>3</sup>, 95 - 417 мПа\*с. Повышенная вязкость нефти обусловлена большим содержанием (12-13%) смолистых включений; давление насыщения 1.9-4 МПа; газовый фактор 22-27 м<sup>3</sup>/т; пластовое давление 12-14 МПа; температура в пластовых условиях 32-49 °С.

Эффективная разработка залежей вязкой нефти требует решения следующих основных задач:

1. Предупредить адсорбцию асфальто-смолистых отложений в призабойной зоне в процессе эксплуатации путем поддержания требуемой температуры.

2. Создать достаточную депрессию на пласт, используя эффективный способ добычи нефти, обеспечивающий снижение забойного давления с сохранением скважинного оборудования в работоспособном состоянии.

3. Обеспечить подъем добываемой вязкой нефти и водонефтяной эмульсии на поверхность с учетом влияния на данный процесс зоны вечной мерзлоты, путем ее изоляции и подогревом добываемой продукции.

Вязкость нефтей залежей ПК резко повышается при снижении температуры с 35°С до 0°С, а повышение температуры выше 35°С не оказывает столь значительного влияния на вязкость нефти.

Промысловыми наблюдениями процесса освоения скважин установлено отрицательное влияние на добычу нефти длительной остановки скважин. Особенно заметное снижение дебита нефти и повышение темпа обводненности по этой причине наблюдается в малодебитных скважинах, работающих в периодическом режиме откачки, для таких скважин следует проводить эффективное освоение и непрерывную откачку жидкости.

Для обеспечения притока вязкой нефти к добывающим скважинам необходимо предотвращать образование различных отложений в призабойных зонах скважин, и прежде всего смол. Известно, что толщина граничного адсорбционно-го слоя смолистых отложений и его прочность наиболее существенно зависят от температуры, причем наибольший темп адсорбции пленки отложений наблюдается в диапазоне температур ниже 40°С. Это предопределяет наиболее рациональные режимы термической защиты и обработки призабойной зоны скважины, осложненной смолистыми отложениями, т.е. необходимо поддерживать температуру в призабойной зоне не ниже 40°С, а значит производить ее подогрев на 3-8 °С.

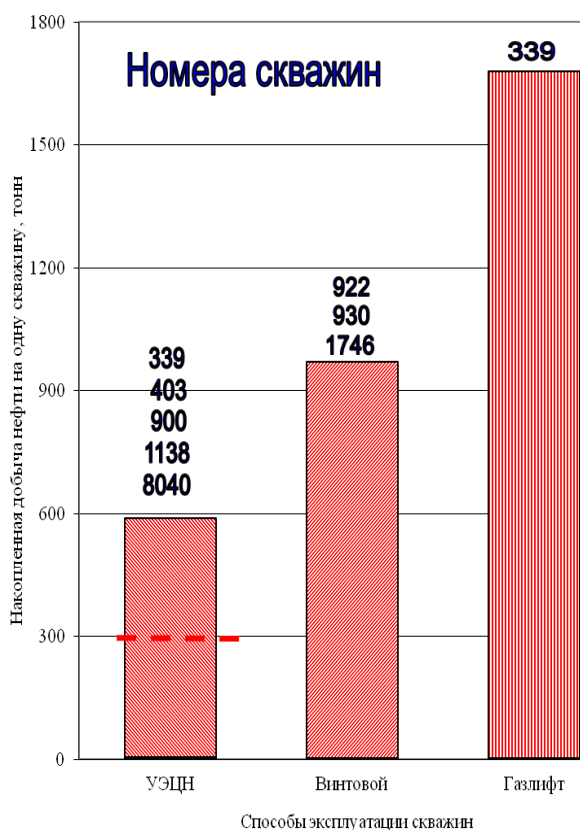


Рис.1 Анализ способов добычи вязкой нефти залежей ПК Ваньеганского месторождения

работал только при закачке горячей нефти в затрубное пространство, а при остановленном насосе скважина работала по затрубью на естественном газлифте. При запуске погружного насоса в скважине 1138 на пласт ПК 20, он отработал 4 дня, а при ревизии насоса после остановки обнаружен песок, отложение солей и продукты коррозии. По результатам испытания УЭЦН для добычи вязких нефтей был сделан вывод о неэффективности использования УЭЦН.

**Винтовыми** насосами эксплуатировались три скв. 922, 1746 и 930. Проанализируем горизонтальную скв. 930. В марте 1998 г в ней был установлен винтовой насос SBS-200-012 на глубине 1020 м. Первоначальный дебит нефти составлял 10 м<sup>3</sup>/сут при обводненности 20%, уровень жидкости - 600 м. При попытке увеличения производительности насоса (смена шкива) уровень жидкости в скважине резко снижался почти до приема насоса, что свидетельствует об отсутствии притока из пласта. После перфорации зарядами 4 1/2" Predator (ТСР) в июле 1998 г был повторно установлен винтовой насос. Дебит нефти составил 22 м<sup>3</sup>/сут при той же обводненности и том же уровне жидкости, при увеличении производительности насоса уровень начинал снижаться до 1000 м при одновременном снижении дебита до 10 м<sup>3</sup>/сут. После дополнительной перфорации в октябре 1998 г. был вновь установлен винтовой насос. Первоначальный дебит составил 23 м<sup>3</sup>/сут, уровень жидкости - 900 м. В течении десяти дней работы дебит скважины снизился до 10 м<sup>3</sup>/сут и в начале ноября скважина перешла на периодическую работу и была остановлена. Кратковременность эффекта от перфорации, вероятно, связана с отложением смолистых веществ призабойной зоны пласта. Применение тепловых методов воздействия и увеличение депрессии внутри горизонталь-

В результате анализа способов эксплуатации скважин при добыче вязкой нефти залежей ПК Ван-Еганского месторождения приведены на рис. 1.

Испытание погружных электронасосов (УЭЦН) было проведено в 5 скважинах. По скв. 403 и 8040 сразу после запуска и вывода насосы были остановлены и подняты из скважин из-за высокой обводненности (96%). Насосы в скважинах работали в пределах рабочей характеристики, но из-за того, что добываемая жидкость была представлена в основном водой, положительных результатов по работе УЭЦН на вязкой нефти не получено. По скв. 339 насос после запуска отработал несколько дней, пока откачивал жидкость глушения, после появления в продукции нефти, он прекратил работу. В дальнейшем насос ра-

ного участка на призабойную зону пласта возможно позволит решить эту проблему. Анализ результатов работы и выхода из строя винтовых насосов показал низкую надежность якоря-анкера в условиях наклонных скважин. Нарботка винтовых насосов была низкой. Испытание винтовых насосов следует продолжить с поверхностным приводом для скважин с небольшим искривлением и с погружным приводом для скважин с большим искривлением ствола.

Как видно из рис. 1, наибольший текущий коэффициент извлечения нефти получен по скв. 339 эксплуатируемой естественным внутрискважинным **газлифтом** через затрубное пространство. По мнению авторов это обусловлено рядом преимуществ газлифта.

Отсутствие точной информации (после глушения) о коэффициенте продуктивности (особенно после ГТМ и РИР) и пластовом давлении, а также возможность изменения этих параметров в процессе эксплуатации вынуждают подбирать насосную установку с заниженным потенциалом, то есть задается запас надежности для исключения выхода из строя насосов. Кроме этого, в малодебитных скважинах под насосом скапливается вода, приводящая к увеличению забойного давления на 3-5 ат. Газлифтные установки менее чувствительны к недостоверной информации и изменению параметров в процессе эксплуатации (можно изменить расход газа или сменить газлифтные клапаны).

Слабоцементированный коллектор при эксплуатации приводит к значительному выносу мехпримесей, особенно этого следует ожидать на поздней стадии разработки месторождения, так как с ростом обводненности увеличивается содержание мехпримесей в продукции скважин. Поэтому скважины, оборудованные УЭЦН, УШГН и УВН будут иметь низкий межремонтный период. Для газлифта механические примеси (из-за отсутствия трущихся деталей) не являются серьезным фактором, осложняющим эксплуатацию. При многократных ремонтах скважин, которые для насосов проводятся в несколько раз чаще, чем для газлифта, в поровом пространстве пластовых коллекторов удерживается дополнительная вода, проникающая в призабойную зону. Образование при глушениях скважин в призабойной зоне пласта устойчивой техногенной водонасыщенной области снижает фазовую проницаемость для нефти, что в итоге приводит к уменьшению дебитов нефти. При этом возможно и полное отключение из работы отдельных пропластков. Опыт показывает, что после каждого ремонта повышается обводненность и снижается дебит нефти. Особенно это заметно при низких проницаемости пласта и депрессии, создаваемой насосами. Кроме этого ремонты скважин приводят к потерям нефти не только из-за ожидания ремонтов, но и последующего освоения и вывода скважин на режим (иногда очень длительного).

С помощью насосов нет такой возможности, как газлифтом, изменять депрессию на пласт, что, с одной стороны, не обеспечивает при освоении выноса воды из призабойной зоны (попавшую туда во время ремонта) и, с другой, - не позволяет предупредить вынос химических реагентов после водоизоляционных работ, которые неизбежно потребуется проводить для пластов ПК при ограничения отбора подошвенных вод.

При газлифтной эксплуатации скважин существует возможность вскрывать пласты (перфорировать) с депрессией без последующего глушения для спуска установки.

С помощью газлифтных скважин наиболее эффективно можно осуществлять оптимальное (с точки зрения максимизации коэффициента извлечения нефти) регулирование процессов разработки пластов за счет:

- исследование параметров скважин (забойное и пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности, профиль притока) с целью контроля за разработкой месторождения и обоснования оптимальных геолого-технических мероприятий;

- оперативное изменение режимов скважин в наиболее широком диапазоне (по сравнению с другими способами) с целью воздействия на пласт (форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов, изменение пластового давления);

- воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения гидродинамического совершенства скважин, удаления отложений, изоляции притока попутной воды в скважину и выравнивания профиля притока, причем применение химреагентов возможно без подъема труб.

Пласты ПК предполагается разрабатывать имеющимися скважинами путем возврата с нижних полностью выработанных эксплуатационных объектов. При этом следует выделить две проблемы.

1. Изношенные при этом эксплуатационные (6- и 5-дюймовые) колонны старых скважин можно заменить новыми 4-дюймовыми (постоянными или сменными) колоннами и продолжать их эффективно эксплуатировать газлифтом. Однако, эксплуатация таких скважин с помощью малогабаритных насосов приведет к многократному (в 3-5 раз) уменьшению дебитов (для обеспечения таких отборов продукции как газлифтом с помощью насосов понадобится в 4 раза большее количество скважин), что при существующей обводненности продукции делает эти скважины нерентабельными.

2. Газлифтные скважины позволяют проводить одновременно отдельную эксплуатацию нескольких пластов с учетом отбора продукции из каждого пласта. Поэтому можно не дожидаться полной выработки нижерасположенных эксплуатационных объектов, уже сегодня приобщать к эксплуатации залежи ПК. Эффективность использования дорогостоящих скважин значительно возрастает при одновременной эксплуатации нескольких объектов одной сеткой скважин, однако при этом очень важно не потерять управление их разработкой. Это возможно обеспечить только газлифтом.

В 1999 году для извлечения вязкой нефти из залежей ПК планируется испытание внутрискважинного газлифта в соответствии с типовой схемой (см. рис 2), которая предполагает прогрев призабойной зоны пласта ПК за счет продукции нижерасположенного пласта и/или с помощью кабеля.

Данная компоновка позволит:

- минимизировать забойное давление как при освоении так и при эксплуатации скважины;

- подогревать призабойную зону скважины до температуры, предупреждающей интенсивную адсорбцию смолистых отложений;

- поддерживать температуру добываемой продукции в лифте, не допуская роста вязкости;

- регулировать реологические свойства водонефтяной эмульсии (гидротранспорт);

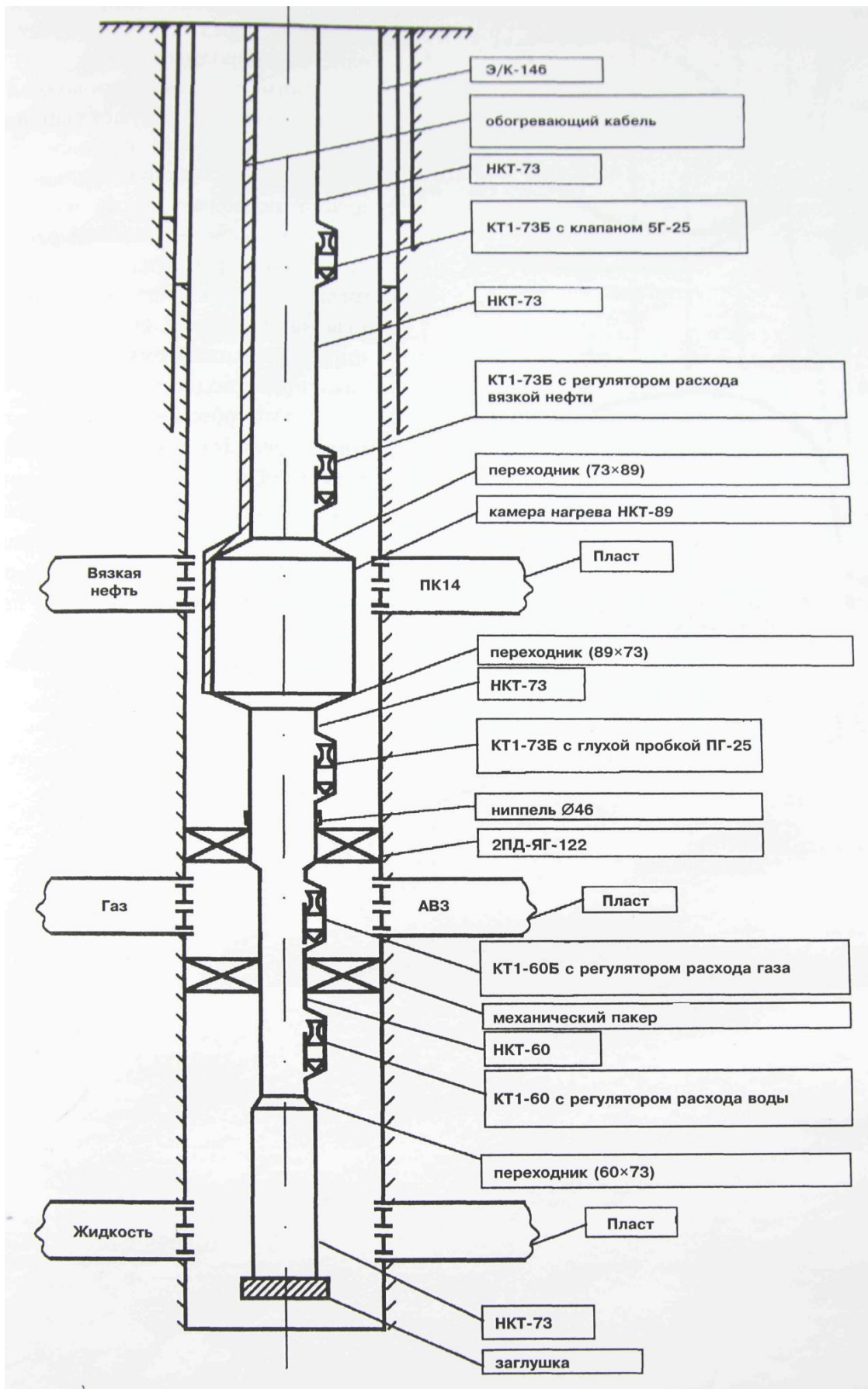
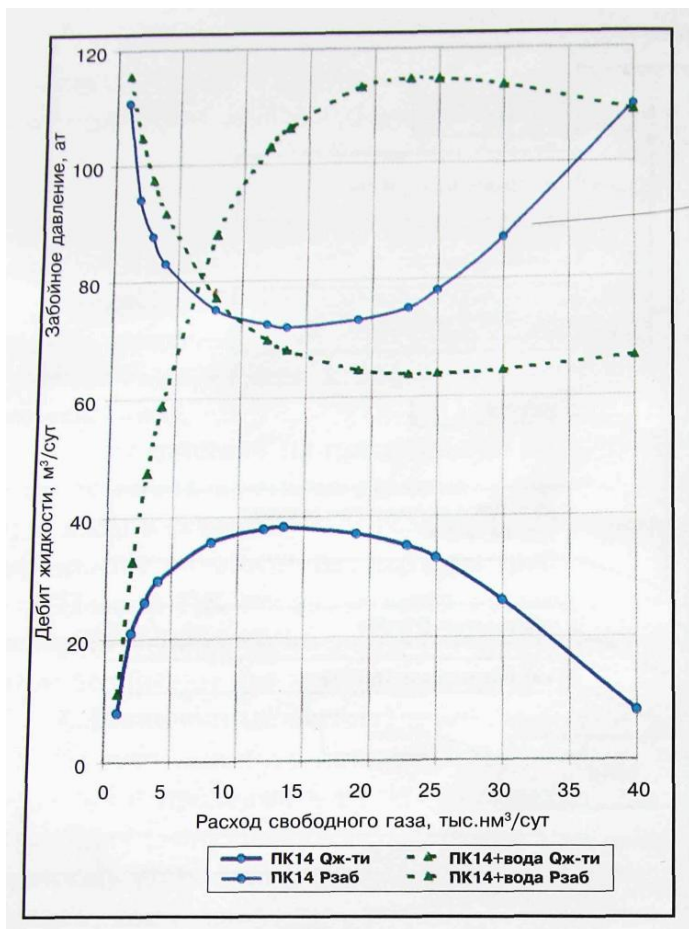


Рис. 2. Схема типовой подземной компоновки внутрискважинного газлифта на Ваньеганском месторождении



– изолировать зону вечной мерзлоты через затрубное пространство природным газом;

Пример регулировочной кривой для скважины 339 показан на рис 3. Как видно из рисунка, подключение дополнительного пласта позволяет также расширить диапазон безопасной работы с точки зрения снижения дебита из-за превышения расхода газа над расходом, соответствующим минимальному градиенту давления в подъемнике.

Таким образом, использование предлагаемой технологии может обеспечить промышленную добычу вязкой нефти из залежей ПК Ван-Еганского месторождения, но для рентабельной эксплуатации таких скважин потребуются налоговые льготы и значительные инвестиции.

Рис 3. Регулировочные кривые для газлифтной скважины