

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе



**СТУДЕНЧЕСКОЕ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ
ОБЩЕСТВО РГГРУ**

научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых

« МОЛОДЫЕ – НАУКАМ О ЗЕМЛЕ »

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

23-24 марта 2006 года

Спонсоры конференции

- * Российский фонд фундаментальных исследований (РФФИ)
- * Акционерная компания «АЛРОСА»
- * ФГУП «Гидроспецгеология»
- * РосГео
- * ФГУП «Центргеология»

МОСКВА 2006

ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗРАБОТКОЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ 302, 303 ЗАЛЕЖЕЙ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ТРЕБУЮЩИЕ РЕШЕНИЯ В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ.

Д.В. Гуськов. НГДУ «Ленингорскнефть» ОАО «Татнефть»

Опытная эксплуатация залежи началась в 1943 году. Однако отсутствие в Татарстане опыта разработки подобных объектов не позволило решить сложные проблемы будущей промышленной эксплуатации. В 2000 году, после пятилетнего перерыва, было возобновлено разбуривание залежей 302, 303. Физические свойства нефти этих залежей, а также геологические условия ее залегания, требуют особого, высокотехнологического подхода к их разработке.

Залежи представляют собой единый массив с ВНК на абсолютной отметке -543 метра. Залежи приурочены к башкирско-серпуховским отложениям. Залежи характеризуется наличием сильно развитой вертикальной трещиноватостью, упруго водо-напорным режимом, что приводит к короткому безводному периоду скважин.

Показателем скорости обводнения является коэффициент падения дебита по нефти. На 302, 303 залежах он равен 0,67. Естественно, что с таким значением коэффициента скважина не вырабатывает свои извлекаемые запасы. На залежах, за период ее разработки, было проведено 670 водоизоляционных работ с применением более десятка различных реагентов и технологий не универсальной методики, позволяющей добиться 100% успешности при изоляции водопритока в коллекторах 302,303 залежи, не существует.

В лаборатории ТатНИПИнефть было проведено 2095 анализов кернового материала отобранного с 302,303 залежей. По результатам этих анализов получен разброс значений раскрытости микротрещин и поровых каналов. Разброс составил 6,78 - 1080мкм. Зная разброс в размерах трещин, поровых каналов, тип коллекторов и проведя анализ применяемых реагентов и технологии водоизоляционных работ, получено объяснение не 100%-ой эффективности ныне существующих видов водоизоляционных работ.

Помимо проблем связанных с отсутствием водоизоляционных реагентов способных надежно изолировать водоприток, существует ряд сложных задач требующих решения в ближайшее время:

- подбор оптимальных: Методов первичного и вторичного вскрытия скважины; расстояний от забоя скважины до ВНК; депрессий на пласт позволяющих достичь наибольшего конечного К/нефтеизвлечения, а следовательно и оправданность применения форсированного отбора жидкости.

- использование горизонтальных или наклонно-направленных скважин.
- процесс проводки горизонтальной скважины в трещиноватой среде.
- интерпретация геофизических исследований в горизонтальной части ствола. И другие

Решение выше перечисленных проблем возможно лишь при научном подходе специалистов различных областей. Тем самым нам представляется возможность более эффективно вырабатывать запасы 302, 303 залежей.

НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Ю.А. Егоров, В.П. Телков.

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В последние годы отмечается растущий интерес к применению технологии водогазового воздействия (ВГВ) на пласт. ВГВ позволяет совместить преимущества вытеснения нефти водой и газом и одновременно устранить их недостатки. Происходит выравнивание профиля вытеснения и увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет совместной фильтрации водогазовой смеси и нефти в пласте.

Известные ранее технологии ВГВ не получили применения на промыслах вследствие целого ряда причин. Разработанная нами технология предполагает получение с помощью насосно-эжекторной системы мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на поверхности и дальнейшую закачку этой смеси в пласт. Технология включает в себя только промышленно выпускаемое оборудование, в ней нет дорогостоящих и малонадежных элементов (компрессоров высокого давления). Используемый для получения смеси газ отбирается из факелов, таким образом, решается проблема его утилизации на промыслах. Используемые для стабилизации смеси поверхностно-активные вещества (ПАВ) также способствуют повышению нефтеотдачи пластов.

Исследована динамика вытеснения модели нефти МВГС при различных газосодержаниях смеси, построена зависимость коэффициента вытеснения от величины газосодержания смеси. Для получения более полной зависимости проделаны эксперименты по вытеснению нефти водой и газом, отслежена структура получаемой МВГС на входе и выходе из модели пласта при помощи смотровых камер, входящих в стенд. Также исследовалось ПАВ, используемых для стабилизации водогазовой смеси, на процесс вытеснения. Для учета влияния ПАВ на процесс вытеснения проводились эталонные эксперименты по вытеснению модели нефти смесью воды и ПАВ.

По результатам исследований сделаны следующие выводы:

- 1) При вытеснении модели нефти водогазовой смесью коэффициент вытеснения значительно выше по сравнению с вытеснением водой или газом;
- 2) Прирост коэффициента вытеснения при использовании МВГС составляет 15-20% по сравнению с заводнением;
- 3) Существует область оптимальных газосодержаний водогазовой смеси (30-70%). В этой области коэффициент вытеснения не зависит от газосодержания и равен 74 - 76%;
- 4) Подобраны поверхностно-активные вещества, позволяющие стабилизировать водогазовую смесь, при этом полученная смесь не разрушается при контакте с пластовыми флюидами.